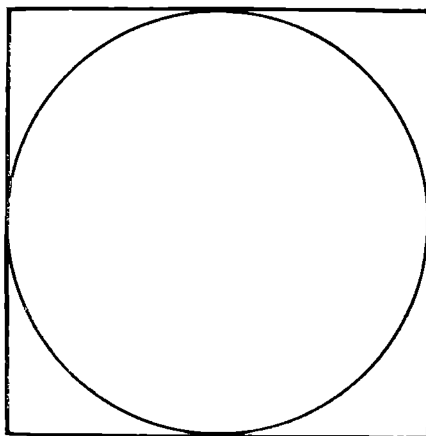
GH. IACOBESCU
I. IORDĂNESCU
R. ȚENOVICI

REȚELE ELECTRICE

EDITURA DIDACTICĂ ȘI PEDAGOGICĂ
București — 1975

MINISTERUL EDUCAȚIEI
ŞI ÎNVĂŢĂMÎNTULUI

PROF. DR. ING. GHEORGHE IACOBESCU
CONF. DR. ING. ION IORDĂNESCU
ASIST. ING. RADU ŢENOVICI



REȚELE ELECTRICE

PENTRU SECȚIILE
DE SUBINGINERI



EDITURA DIDACTICĂ
ŞI PEDAGOGICĂ

Control ştiinţific:
prof. dr. ing. ALEXANDRU POEATĂ

Redactor: **Gabriela Dedu**
Tehnoredactor: **Sanda Dumitraşcu**
Coperta: **Wegemann Victor**

PREFAȚĂ

Lucrarea de față cuprinde prelegerile predate studenților de la Facultatea de energetică, secția de rețele electrice — subingineri, și se referă la funcționarea, proiectarea și exploatarea liniilor și rețelelor electrice. Pentru întocmirea ei s-a ținut seama de literatura tehnică de specialitate apărută în țară și peste hotare, de reglementările actuale care privesc construcția liniilor electrice, precum și de realizările și experiența instituțiilor de specialitate din țară acumulată în ultimii ani. Problemele au fost selectate astfel încît să se asigure buna pregătire și cunoștințele necesare, legate de nivelul specialiștilor care pot utiliza cursul. În acest scop, se rezolvă și o serie de aplicații, cu ajutorul cărora se aprofundează problemele legate de proiectarea liniilor electrice sau de studiul rețelelor electrice.

Se consideră necesar să se menționeze că lucrarea se adresează în primul rînd specialiștilor subingineri, însă poate fi utilizată, pentru unele probleme, și de studenții de la cursurile de ingineri, precum și de specialiștii care își desfășoară activitatea în întreprinderile de electricitate din cadrul Ministerului Energiei Electrice sau de către cei care exploatează instalațiile electroenergetice din celelalte ramuri industriale.

Lucrarea a fost coordonată de prof. dr. ing. Gh. Iacobescu și a fost elaborată după cum urmează: capitolele 2—8; 12; 14; 15; 16 — prof. dr. ing. Gh. Iacobescu; capitolele 1; 9; 10; 11; 13; 15; 17 — conf. dr. ing. Ion Iordănescu; aplicațiile: asist. ing. Radu Țenovici.

În încheiere, autorii exprimă mulțumiri tovarășului prof. dr. ing. Alexandru Poeată, de la Institutul politehnic Iași, pentru sugestiile și recomandările făcute cu prilejul controlului științific al lucrării.

AUTORII

CUPRINS

INTRODUCERE

Dezvoltarea societății contemporane este de neconceput fără energie electrică, care are o largă utilizare în domeniile de activitate cele mai variate. Numeroase procese tehnologice din metalurgie, chimie, industria construcțiilor de mașini, transporturi, agricultură etc. nu pot fi realizate în condiții calitativ superioare, decît cu ajutorul energiei electrice; în prețul de cost al produselor energia electrică reprezintă un procent din ce în ce mai important (de exemplu în prețul de cost al sodei caustice energia electrică reprezintă 50—60%). Progresul tehnic continuu impune noi utilizări ale energiei electrice, fie prin înlocuirea unor alte forme de energie, fie în domenii complet noi. Caracterul de universalitate al acesteia este determinat de calitățile principale pe care le are și anume:

— poate fi transformată ușor în alte forme de energie necesare consumatorilor — mecanică, chimică, termică, luminoasă etc.;

— poate fi economic transportată la distanțe mari;

— poate fi economic distribuită unui număr important de consumatori de puteri diferite.

În aceste condiții, electrificarea a constituit o cerință obiectivă a dezvoltării societății și a impus ca industria energetică să devină una din cele mai importante ramuri economice, de care depinde în mare măsură progresul celorlalte sectoare economice. Se poate afirma că, producția și consumul de energie electrică reprezintă indicii de bază ai nivelului tehnic și ai standardului de viață al popoarelor.

Scurt istoric al dezvoltării sistemului electroenergetic din țara noastră

Energetica din țara noastră are două etape caracteristice ale dezvoltării sale și anume:

— prima etapă, de la începuturile electrificării în țara noastră pînă la 23 August 1944;

— a doua etapă, după 23 August 1944.

Examinînd evoluția energeticii românești pînă la sfîrșitul celui de-al doilea război mondial, se constată că această ramură economică a fost menținută într-o stare de înapoiere, fapt reflectat direct în dezvoltarea industrială a țării noastre. În anul 1945, după aproape 60 ani de electrificare * în regimul burghezo-moșieresc, puterea totală instalată în centralele electrice era de numai 710 MW, iar producția de energie electrică era de 1,250 miliarde kWh.

* Începuturile electrificării în România datează din anul 1884, odată cu apariția uzinei electrice din Timișoara, una din primele centrale electrice din Europa.

Exista o singură linie de 110 kV cu lungimea de 127 km, care lega centralele Dobreşti şi Grozăveşti, iar celelalte reţele, destul de eterogene, funcţionau la tensiuni inferioare de 60, 30, 15 şi 6 kV. În principalele oraşe existau reţele de distribuţie la diferite tensiuni (2, 3, 6 şi uneori de 10 kV), unele dintre ele funcţionînd în curent continuu sau la alte frecvenţe decît cea de 50 Hz. Cu excepţia zonei petrolifere de pe valea Prahovei şi a centrului Transilvaniei, unde anumite necesităţi industriale au impus realizarea unor sisteme electroenergetice locale, în restul ţării reţelele funcţionau independent şi erau insuficient dezvoltate, acoperind în cel mai bun caz un teritoriu strict limitat în jurul centralelor electrice.

În etapa a doua, după instaurarea puterii populare, s-a pus problema construirii bazei tehnico-materiale a socialismului, în cadrul căreia electrificarea a ocupat locul principal. Dezvoltarea economiei energetice s-a realizat în mod planificat cu ritmuri înalte de creştere.

În cadrul primului plan de electrificare 1950—1960, s-au construit centrale şi linii electrice, care au constituit soluţii optime pentru alimentarea cu energie electrică a consumatorilor, încadrîndu-se în planul de perspectivă al dezvoltării sistemului electroenergetic. La sfîrşitul acestei perioade a fost creeat sistemul electroenergetic naţional, care a permis utilizarea raţională a tuturor instalaţiilor electrice şi producerea unor cantităţi de energie care au depăşit cifrele planificate, atingînd 7,7 miliarde kWh.

Planul cincinal 1961—1965 a impus rezolvarea unei probleme legate de funcţionarea în bune condiţii, cu o siguranţă crescută, a unui sistem electroenergetic a cărui configuraţie fusese deja încheiată mai înainte. În acest scop, a fost ridicat nivelul tehnic prin montarea unor grupuri unitare de puteri mari, pînă la 100 MW şi s-a introdus treapta de tensiune de 220 kV. În această perioadă apare şi prima linie electrică de 400 kV, Luduş-Mukacevo-Lemeşani, prin care sistemul electroenergetic din ţara noastră este interconectat cu sistemele ţărilor socialiste vecine, U.R.S.S., Ungaria, Cehoslovacia.

Producţia de energie electrică în anul 1965 a fost de 17,2 miliarde kWh şi a fost transportată prin linii de 400 kV — cu o lungime de 380 km, de 220 kV — cu o lungime de 676 km şi de 110 kV — cu o lungime de 5 265 km. În paralel, s-au dezvoltat intens reţelele de distribuţie de medie tensiune (1—60 kV) a căror lungime a atins 37 550 km şi cele de joasă tensiune (sub 1 kV) a căror lungime a atins 51 666 km.

În cadrul planului cincinal 1966—1970, ca urmare a unei creşteri industriale sporite, producţia de energie electrică a fost de 33 miliarde kWh. Lungimea reţelelor construite era la sfîrşitul perioadei de 1 291 km — pentru tensiunea de 400 kV, de 1 871 km — pentru tensiunea de 220 kV şi de 7 573 km — pentru tensiunea 110 kV. Lungimea reţelelor de medie şi de joasă tensiune a crescut pînă la 64 922 km şi respectiv 86 522 km. În aceste condiţii sistemul electroenergetic s-a dezvoltat calitativ şi cantitativ, urmărindu-se eficienţa maximă a tuturor lucrărilor şi optimizarea structurii şi funcţionării instalaţiilor electrice.

Creşterea nivelului tehnic al sistemului electroenergetic a impus preocupări speciale în ceea ce priveşte siguranţa în funcţionare a reţelelor electrice, repartiţia optimă a puterii active pe centralele electrice, optimizarea producerii puterii reactive şi a reglajului de tensiune, stabilitatea funcţionării în paralel etc. Rezolvarea acestor probleme a fost uşurată de introducerea unor tehnici superioare de calcul prin utilizarea pe scară largă a calculatoarelor.

În etapa 1971—1976 producţia de energie electrică va creşte în ritm accelerat, ţinînd seamă de dezvoltarea industrială a ţării. Sarcinile care revin inginerilor şi subinginerilor din ramura energetică trebuie să se axeze pe economisirea combustibilului şi a energiei electrice. În acest scop se vor realiza instalaţii cu randamente ridicate şi se va continua optimizarea structurii şi funcţionării sistemului energetic, astfel încît să se reducă pierderile în linii şi transformatoare electrice. Se introduc tensiuni superioare de alimentare a consumatorilor, se dezvoltă reţelele de transport de înaltă şi foarte înaltă tensiune, se studiază posibilitatea introducerii tensiunii de 750 000 V. La sfîrşitul anului 1975, se prelimină ca lungimea reţelelor de transport de 400 kV să fie de 2 700 km, a celor de 220 kV să fie de 3 130 km şi a celor de 110 kV să fie de 10 900 km. Prin aceste reţele se va livra către consumatori o cantitate de energie electrică care va depăşi cifra de 56 miliarde kWh.

Directivele Congresului al XI-lea al Partidului Comunist Român prevăd liniile directoare ale dezvoltării economice şi sociale a României pînă în anul 1 990. În acest cadru, producţia de energie electrică la sfîrşitul perioadei va atinge cifra de 130—140 miliarde kWh, care va asigura necesităţile tuturor ramurilor economiei în condiţii optime şi va situa ţara noastră în rîndurile ţărilor avansate din punct de vedere economic.

Obiectul cursului

În cele expuse au fost folosite de multe ori noţiunile de reţea electrică, sistem electroenergetic şi sistem energetic. Pentru a preciza conţinutul acestor noţiuni şi obiectul cursului este necesar să ne oprim asupra unor definiţii.

Se numeşte *reţea electrică* ansamblul instalaţiilor prin intermediul cărora energia electrică este transmisă de la centrele de producere la consumatori. Conform acestei definiţii, reţeaua electrică cuprinde atît liniile, cît şi transformatoarele electrice.

Se numeşte *sistem electroenergetic* sau sistem electric ansamblul instalaţiilor care asigură procesul de producere, transport şi consum de energie electrică. Conform acestei definiţii în sistemul electroenergetic sînt incluse generatoarele, reţelele electrice şi consumatorii. El nu cuprinde motoarele primare ale generatoarelor şi mecanismele antrenate ale consumatorilor.

Se numeşte *sistem energetic*, în înţelesul larg al noţiunii, ansamblul instalaţiilor existente în cadrul proceselor de producere, transformare, distribuţie şi utilizare a tuturor formelor de energie, începînd de la forma brută a acesteia şi terminînd cu forma ei utilă de la consumatori. El cuprinde nu numai cazanele, turbinele, generatoarele, liniile electrice şi termice, ci şi motoarele electrice, convertizoarele de curent, instalaţiile de încălzit şi iluminat, maşinile şi utilajele — pompe, ventilatoare etc. În acest ansamblu trebuie introduse şi minele de cărbuni, sondele de petrol şi gaze, lacurile de acumulare, a căror energie primară este transformată în centralele electrice în energie electrică şi termică.

Prezentul curs cuprinde prelegerile de reţele electrice prezentate studenţilor de la Facultatea de energetică. El a fost întocmit astfel încît să dea viitorului specialist elementele necesare, cu ajutorul cărora să-şi poată însuşi problemele care privesc funcţionarea şi exploatarea reţelelor electrice. În acelaşi timp, în curs sînt abordate şi aspecte legate de proiectarea şi construcţia liniilor electrice, absolut necesare în activitatea pe care o desfăşoară specialistul subinginer, în cadrul întreprinderilor de distribuţie a energiei electrice

sau de exploatare a rețelelor electrice sau în uzine din alte ramuri industriale.

Primele 11 capitole prezintă calculul electric și mecanic al liniilor electrice și elemente constructive ale acestora. În acest sens, se studiază parametrii liniilor și transformatoarelor electrice, ecuațiile și regimurile de funcționare ale liniilor, calculul căderilor de tensiune, calculul încălzirii conductoarelor, calculul pierderilor de energie electrică, metode tehnologice și de exploatare pentru reducerea pierderilor de energie și alegerea secțiunii conductoarelor. De asemenea, se prezintă calculul mecanic de verificare a conductoarelor și stîlpilor liniilor electrice aeriene la solicitările prevăzute în normativul actual din țara noastră, precum și elementele absolut necesare pentru proiectarea, construcția, exploatarea și întreținerea liniilor electrice. În acest fel, studenții își formează o imagine închegată asupra funcționării, proiectării și exploatării elementului fundamental al unui rețele: linia electrică. Pentru aprofundarea acestor cunoștințe legate de primele 9 capitole, studenții au de întocmit un proiect care privește alimentarea unui consumator de energie electrică printr-o linie aeriană și dimensionarea unui sector de rețea de joasă tensiune, ținînd seama de încălzirea conductoarelor, de căderile de tensiune și de pierderile de energie.

În celelalte capitole sînt prezentate rețelele electrice, în sensul larg al noțiunii, urmărindu-se configurația optimă a acestora pentru alimentarea în condiții de siguranță sporită a consumatorilor, stabilirea circulației curenților și puterilor în rețele complexe, reglajul de tensiune și alegerea prizelor de transformatoare, funcționarea în condiții de scurtcircuit și determinarea curenților corespunzători, tratarea neutrului, precum și stabilitatea funcționării în paralel a rețelelor electrice. Aceste elemente constituie factorii principali pentru formarea viitorilor subingineri, care trebuie să cunoască funcționarea în ansamblu a rețelelor pe care le exploatează.

Capitolul 1

ELEMENTELE COMPONENTE ALE LINIILOR ELECTRICE

1.1. Elementele componente ale liniilor electrice aeriene

1.1.1. **Conductoare.** Conductoarele liniilor electrice aeriene (LEA) se împart în două grupe: conductoare *active*, care servesc la transmiterea energiei electrice şi conductoare de *protecţie* (de gardă), care au rolul să protejeze linia împotriva supratensiunilor atmosferice.

Conductoarele pot fi realizate dintr-un singur metal sau două metale, în acest caz unul avînd rezistenţa electrică mai mică, iar celălalt rezistenţa mecanică mai mare.

Caracteristicile mai importante ale materialelor din care se realizează conductoarele sînt următoarele: rezistivitatea $\rho\left[\frac{\Omega\cdot mm^2}{m}\right]$, greutatea specifică $\gamma\left[\frac{daN}{cm^3}\right]$, rezistenţa la rupere $\sigma_r\left[\frac{daN}{mm^2}\right]$, coeficientul de dilataţie termică $\alpha\left[\frac{1}{grd}\right]$ şi modulul de elasticitate $E\left[\frac{daN}{mm^2}\right]$.

Din punct de vedere constructiv conductoarele LEA pot fi unifilare sau masive, multifilare sau funie şi tubulare.

Cea mai largă utilizare o au conductoarele funie din unul sau două metale.

La liniile electrice aeriene de înaltă şi foarte înaltă tensiune se folosesc, în general, conductoare active din două materiale oţel-aluminiu (OL-Al). Firele de oţel care formează inima conductorului de OL-Al preiau eforturile mecanice, iar cele de aluminiu, formînd straturile exterioare, sînt parcurse de curentul electric, ele avînd o rezistivitate mult mai mică.

Conductoarele de bronz (aliaj din cupru şi cositor) au caracteristici bune electrice şi mecanice. Ele se folosesc numai pentru deschideri mari ale liniilor cum ar fi cazul traversărilor peste fluvii, rîpe etc. La noi în ţară s-au folosit conductoare de bronz la traversarea Dunării în zona Bechet (deschidere 1 040 m) la trecerea în R. P. Bulgaria a liniei de 220 kV Işalniţa-Bechet.

Conductoarele de oţel se utilizează în construcţia LEA drept conductoare de protecţie împotriva descărcărilor atmosferice.

1.1.2. **Izolatoare.** Izolatoarele servesc la fixarea de stîlpi a conductoarelor LEA, precum şi la izolarea acestora faţă de pămînt şi faţă de părţile mai apropiate ale stîlpilor. Pentru a asigura o bună funcţionare a liniilor electrice, izolatoarele trebuie să îndeplinească o serie de condiţii electrice şi mecanice.

Din punct de vedere electric, calitatea unui anumit tip de izolator este definită de *tensiunea de conturnare*, care reprezintă tensiunea la care apar

descărcări electrice de-a lungul izolatorului, între conductor și consola stîlpului și de *tensiunea de străpungere*, reprezentînd tensiunea la care descărcarea între conductor și consolă are loc prin masa izolatorului. Gradul de murdărire sau de poluare a suprafeței izolatorului sau a atmosferei în care este montat are o mare influență asupra comportării acestuia la conturnare.

Din punct de vedere mecanic, izolatoarele trebuie să suporte eforturile transmise de conductoare, fie că preiau numai greutatea conductoarelor, a chiciurii depuse și presiunea vîntului pe conductoare (izolatoarele de susținere), fie că la acestea se mai adaugă și eforturile de tracțiune din conductoare (izolatoarele de întindere).

Izolatoarele se pot executa din materiale electroceramice și din sticlă. Dintre materialele electroceramice cele mai folosite sînt porțelanul și steatitul.

La noi în țară, pe lîngă izolatoarele de porțelan, se folosesc și izolatoare de sticlă călită îndeosebi la liniile de înaltă și foarte înaltă tensiune.

Tipuri de izolatoare. Izolatoarele pot fi grupate în două mari categorii: izolatoare *suport* sau rigide și izolatoare de *suspensie.*

a) Izolatoarele suport se realizează într-o formă care să le asigure rezistența atît la străpungere, cît și la conturnare în condiții atmosferice variate. Se folosesc la liniile de joasă și medie tensiune.

O mărime caracteristică a tuturor izolatoarelor, respectiv și a celor suport, o constituie *linia de fugă,* exprimată în cm/kV, constînd din distanțele pe suprafețele rămase uscate în cazul unei ploi ($BC + CD + FG + GH$) (fig. 1.1) și distanțele prin aer ($BD + FH + IK$) și care asigură izolația necesară conturnării sub ploaie. În regiuni cu poluare intensă, unde pot apărea depuner pe izolatoare, se utilizează izolatoare cu linie de fugă mărită.

Pentru liniile de medie tensiune 6—35 kV se folosesc izolatoare de tip Delta, care au trei mantale și sînt executate dintr-o singură bucată pînă la 20 kV (fig. 1.2, *a*) și din două bucăți, pentru 20—35 kV (fig. 1.2, *b*).

Aceste izolatoare se numesc *străpungibile,* avînd între capul tijei de fixare a izolatorului și conductor un perete subțire și nu este indicat să fie folosite în regiunile cu număr mare de descărcări atmosferice.

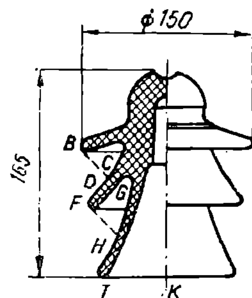


Fig. 1.1. Linia de fugă a unui izolator suport de 15 kV.

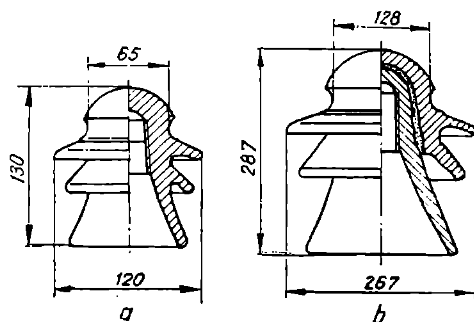


Fig. 1.2. Izolatoare suport:
a — cu perete subțire, cu un singur strat de dielectric pentru 6 kV; *b* — cu două straturi subțiri de dielectric pentru 35 kV.

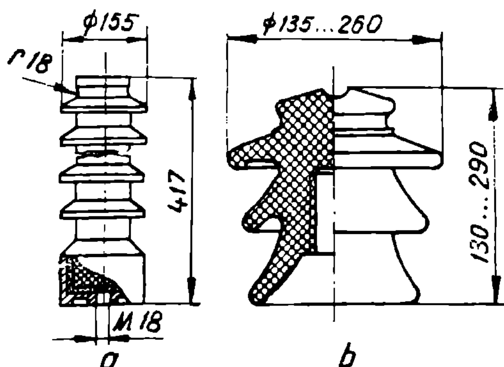


Fig. 1.3. Izolatoare nestrăpungibile:
a – cu strat gros de dielectric pentru 6 kV; *b* – pentru 35 kV.

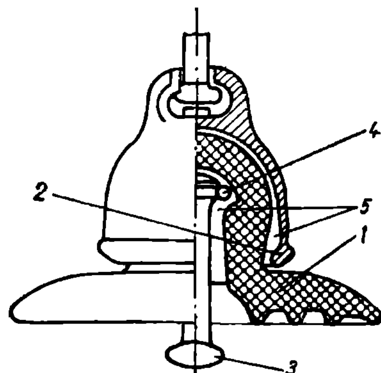


Fig. 1.4. Izolator de suspensie cu capă:
1 – corpul izolatorului: *2* – capă; *3* – tijă; *4* – piesă pentru fixarea tijei; *5* – chit pentru izolatoare.

În aceste zone se folosesc izolatoare *nestrăpungibile* (fig. 1.3, *a, b*).

În țara noastră se fabrică tipurile de izolatoare suport pentru medie tensiune indicate mai sus și se folosesc cu rezultate bune de exploatare.

b) Izolatoarele de suspensie se utilizează la liniile de înaltă și foarte înaltă tensiune, și în cazuri excepționale la liniile de medie tensiune.

Sînt fabricate din porțelan sau sticlă călită, iar armăturile sînt din fontă maleabilă.

Izolatoarele de suspensie se împart în următoarele categorii: izolatoarele cu capă sau cu un singur taler, izolatoarele cu două talere sau cu inima plină și izolatoarele tijă. La noi în țară se fabrică izolatoarele cu capă.

Izolatorul de suspensie cu capă (fig. 1.4) are ca părți componente: corpul izolatorului, capa, tija, piesa pentru fixarea tijei și chitul pentru izolatoare. Partea din corpul izolatorului neacoperită de capă se acoperă cu o glazură albă sau colorată. Este de tip străpungibil, avînd peretele subțire între tijă și capă. La noi în țară se fabrică izolatoarele cu capă: IC 4 și IC 6. Se folosesc sub formă de lanțuri de susținere sau de întindere, unul sau două în paralel, după tipul stîlpului, realizate din cîte 7–8 izolatoare la 110 kV, 12–13 la 220 kV și 22–23 la 400 kV.

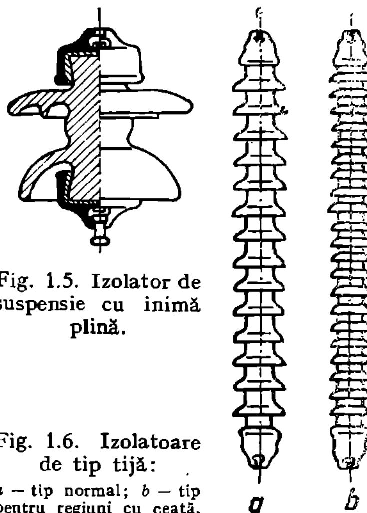


Fig. 1.5. Izolator de suspensie cu inimă plină.

Fig. 1.6. Izolatoare de tip tijă:
a – tip normal; *b* – tip pentru regiuni cu ceață.

Izolatorul de suspensie cu inimă plină (fig. 1.5) are un corp cilindric, cu două talere și două armături din fontă fixate la extremități. Este nestrăpungibil, deoarece are masă mare izolantă între cele două armături. La formarea lanțului numărul lor este jumătate față de cel al izolatoarelor cu capă.

Izolatorul tijă (fig. 1.6) este format dintr-un corp de porțelan cu mai multe talere și cu două armături metalice la

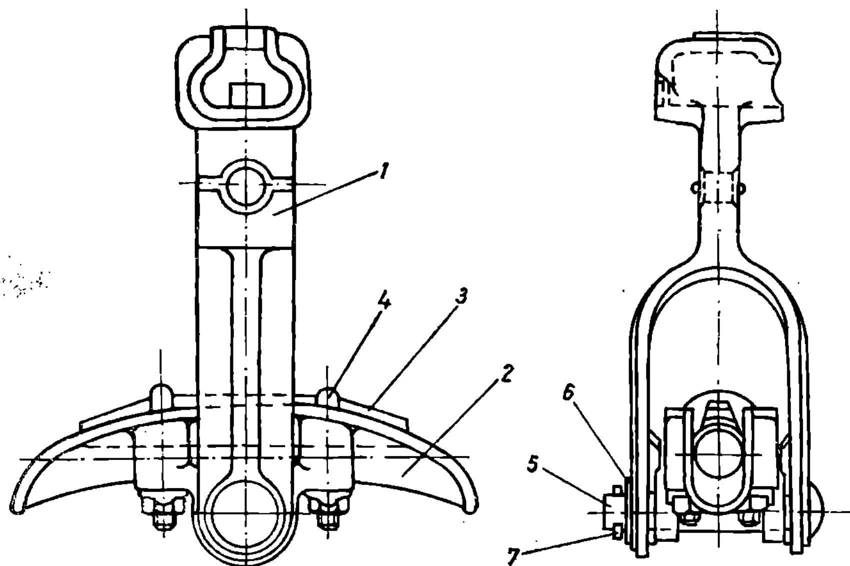


Fig. 1.7. Clemă de susţinere oscilantă fără declanşare:
1 — suportul clemei; 2 — patul clemei; 3 — piesa de strîngere; 4 — bride; 5 — bolţ cu cap semirotund; 6 — rondelă; 7 — cui spintecat.

capete. O tijă poate constitui izolaţia unei faze la 110 kV, două tije în serie — la 220 kV şi trei tije — la 400 kV.

1.1.3. **Armături şi cleme.** Sînt piesele metalice care susţin conductoarele şi izolatoarele şi servesc la fixarea şi asamblarea lor. Formele lor sînt diferite după scopul în care sînt folosite şi sînt fabricate din oţel forjat sau din fontă turnată. Sînt protejate prin zincare la cald.

a. Armăturile pentru izolatoare au rolul de a fixa izolatoarele în poziţia necesară şi cuprind:

— suporturile curbe sau drepte la joasă tensiune;

— cîrligele pentru suspendarea lanţurilor de izolatoare de consolele stîlpilor;

— ochiurile simple şi duble pentru prinderea lanţului de izolatoare de cîrligul consolei sau la partea inferioară de clema în care este fixat conductorul;

— nucile cu ochi drept sau răsucit;

— jugurile pentru lanţuri de izolatoare duble.

b. Clemele pentru fixarea conductoarelor de izolatoare cuprind:

— cleme de susţinere fixe;

— cleme de susţinere oscilante fără declanşare (fig. 1.7);

— cleme de susţinere oscilante cu declanşare şi rolă de alunecare a conductorului;

— cleme de tracţiune (pentru stîlpii de întindere, colţ şi capăt) cu pană, cu bride sau cu con (fig. 1.8).

c. Clemele pentru fixarea pe stîlpi a conductoarelor de protecţie cuprind:

— cleme cu două şi patru capace pentru stîlpii de susţinere;

— cleme cu role sau cu pană pentru stîlpii de colţ şi întindere.

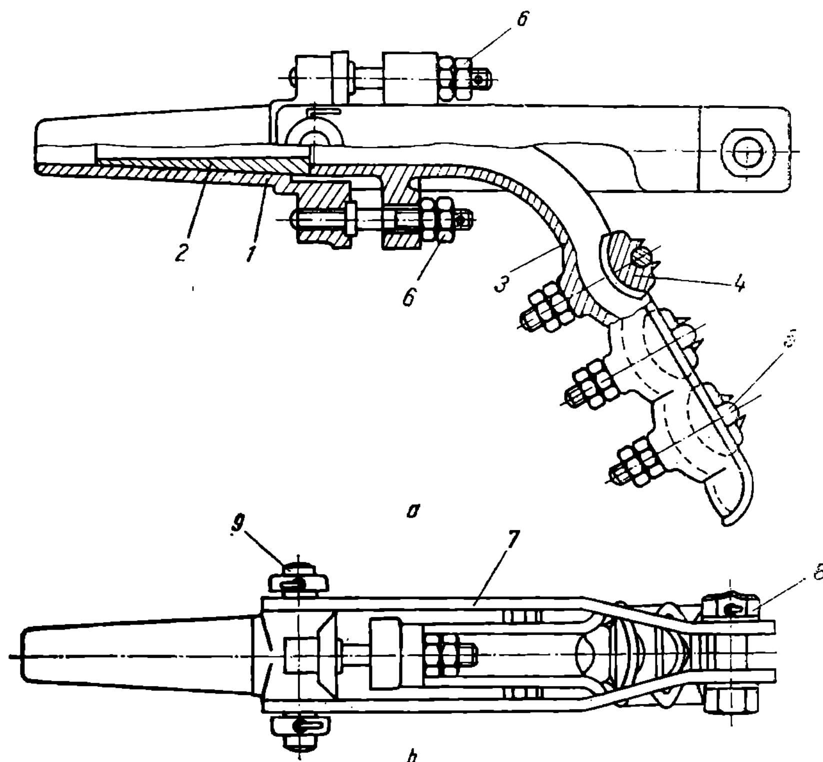


Fig. 1.8. Clemă de tracţiune cu con:

1 — corpul clemei; *2* — con de strîngere din alamă, bronz sau aluminiu; *3* şi *4* — piesă de asigurare a strîngerii şi bac din fontă maleabilă; *5* — bride cu două piuliţe şi siguranţe; *6* — prezon cu două piuliţe şi cui spintecat; *7* — braţ de legătură; *8* — bolţ cu piuliţă specială şi cui spintecat; *9* — piuliţe speciale.

d. Armăturile pentru protecţia izolatoarelor contra arcului electric cuprind:

— coarne simple sau în formă de cruce la 110 kV;

— inele incomplete sau complete la 220 şi 400 kV.

e. Armăturile antivibratoare pentru conductoare cuprind:

— amortizorul cu greutăţi, format dintr-un cablu flexibil de oţel şi două greutăţi din fontă sub formă de pahare.

f. Clemele de legătură a conductoarelor cuprind:

— cleme de presare prin laminare;

— cleme cu buloane sau nituri;

— cleme cu plăci de contact;

— cleme prin presare;

— cleme „cupal" pentru legătura conductoarelor de cupru cu cele de aluminiu.

g. Piesele de distanţare pentru conductoarele fasciculare cuprind:

— distanţoare cu rotaţie liberă;

— distanţoare cu tija rigidă.

1.1.4. **Stîlpi.** Stîlpii liniilor electrice aeriene au rolul de a susţine conductoarele active şi de protecţie şi pot fi clasificaţi după mai multe criterii, şi anume:

— după materialul din care sînt realizaţi;

— după destinaţia lor în linie;

— după tipul coronamentului.

a) Clasificarea stîlpilor după materialul din care sînt realizaţi

Din acest punct de vedere se deosebesc stîlpii de lemn, stîlpii de beton armat şi stîlpii metalici.

— *Stîlpii de lemn* au fost utilizaţi în ţara noastră pe scară largă pentru construirea liniilor electrice aeriene de joasă, medie şi înaltă tensiune, îndeosebi în perioada primului plan de electrificare (1951—1960). Spre sfîrşitul acestei perioade şi în continuare, ponderea lemnului în liniile electrice a scăzut foarte mult datorită măsurilor luate în vederea valorificării superioare a lui, printr-o industrializare mai eficientă în cadrul altor ramuri ale economiei naţionale.

Avantajele pe care le prezintă aceşti stîlpi sînt: preţul de cost relativ redus, fasonare, manipulare şi plantare uşoară, rezistivitate mare şi o anumită elasticitate proprie, care constituie o rezervă la suportarea solicitărilor mecanice în exploatare.

Dezavantajul principal al lemnului îl constituie putrezirea, care limitează durata de existenţă între 3 şi 10 ani, după specia de lemn utilizată, în cazul că acesta este în stare naturală.

Pentru creşterea duratei sale de existenţă, la circa 15—20 ani, lemnul este supus unei acţiuni de impregnare cu substanţe antiseptice (sulfat de cupru, creuzot etc.), care contribuie la o conservare mai bună a lui. Aceste substanţe trebuie să înlocuiască seva lemnului care, sub acţiunea microorganismelor, reprezintă cauza principală a distrugerii lui.

În ţara noastră stîlpii de lemn se mai folosesc, într-o anumită măsură, la liniile de joasă tensiune rurale şi la liniile de 6—20 kV pentru zonele accidentate de traseu sau la racorduri provizorii.

Ca o remarcă generală asupra stîlpilor de lemn se menţionează faptul că aceştia necesită lucrări de întreţinere destul de frecvente, ceea ce constituie încă un dezavantaj important al lor.

— *Stîlpii de beton armat* au, în ţara noastră, o utilizare foarte largă în construirea liniilor aeriene de joasă, medie şi înaltă tensiune.

Aceasta se datoreşte următoarelor considerente de ordin tehnico-economic: se economiseşte lemnul şi oţelul laminat, materiale deficitare, au cost relativ redus, industrializarea fabricării lor, durată lungă de viaţă fără cheltuieli de întreţinere, rezistenţă mecanică bună etc. Trebuie avute în vedere şi dezavantajele pe care le prezintă, şi anume: greutate mare, fragilitate la transport şi manipulare, dificultăţi la folosirea lor în terenuri accidentate etc.

Cele două părţi componente principale ale acestor stîlpi sînt: betonul şi armătura de oţel. Betonul preia efortul de compresiune, iar armătura de oţel pe cel la întindere.

În ţara noastră s-a mers pe calea industrializării fabricării stîlpilor de beton armat, adică pe calea prefabricării lor în întreprinderi corespunzător dotate, de unde se transportă la locul de folosire.

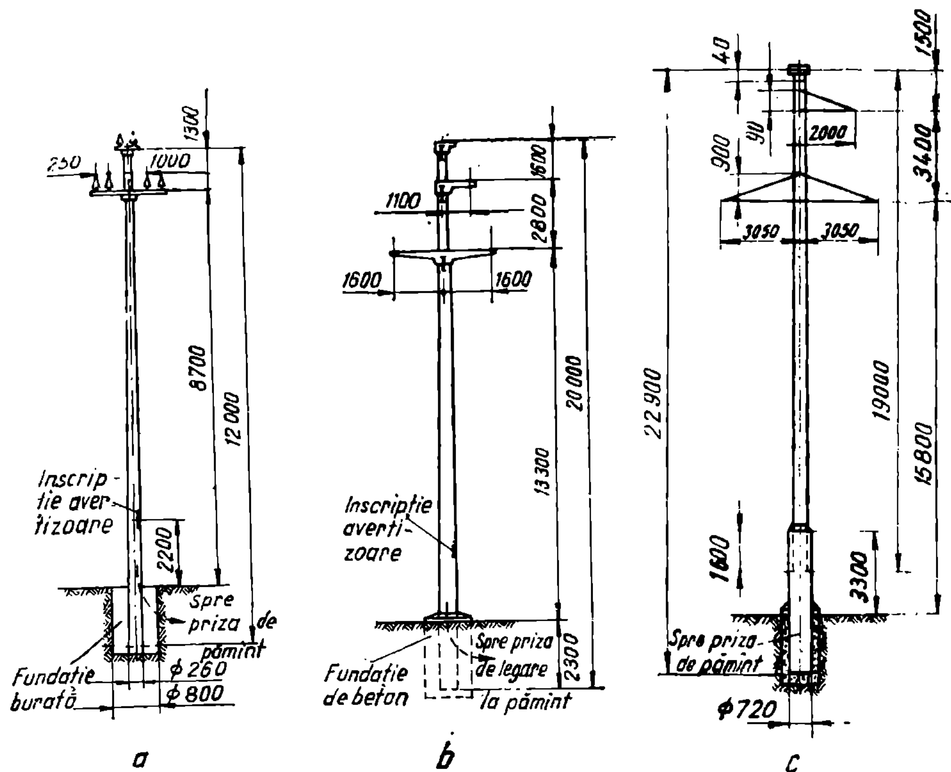


Fig. 1.9. Stîlpi de beton armat centrifugat:
a — de susţinere pentru 15 kV; *b* — de susţinere pentru 35 kV; *c* — de susţinere pentru 110 kV.

Diferitele tipuri de stîlpi de beton armat se deosebesc în principal după procedeul folosit pentru compactarea betonului. Există trei mari categorii:

— stîlpii de beton centrifugat cu armătură normală;
— stîlpii de beton vibrat cu armătură normală;
— stîlpii de beton precomprimat centrifugat sau vibrat.

Stîlpii de beton centrifugat şi vibrat cu armătură normală se pot folosi la joasă, medie, înaltă şi foarte înaltă tensiune (fig. 1.9, *a*, *b*, *c*.). În general, au o secţiune inelară alcătuind cilindri sau trunchiuri de con cu conicitate mică (5—17,5 mm/m) cu gol interior şi pot avea lungimi pînă la 24 m.

Stîlpii de beton armat precomprimat constituie tipul modern de stîlp de beton armat, oferind avantaje tehnico-economice faţă de tipul normal, prin economia importantă de oţel beton, care se reduce de mai mult de două ori, în funcţie de caracteristicile oţelului folosit.

— *Stîlpii metalici.* Utilizarea stîlpilor metalici s-a restrîns, în ultima perioadă de timp, la liniile de înaltă şi foarte înaltă tensiune, datorită extinderii folosirii stîlpilor de beton armat.

După felul construcţiei, stîlpii metalici pot fi împărţiţi în trei categorii: stîlpi metalici cu zăbrele, stîlpi metalici tubulari monomontant şi stîlpi metalici monomontant din oţel profilat. Majoritatea stîlpilor metalici folosiţi

o constituie stîlpii cu zăbrele, confecţionaţi din OL-38. Profilele folosite sînt: cornier cu aripi egale sau neegale, oţel *U*, oţel *T* şi oţel lat.

Corpul stîlpului constituie partea principală a lui şi se compune, în principiu, din:

— montanţi, în număr de patru la stîlpii cu secţiune pătrată sau dreptunghiulară, executaţi de obicei din corniere cu aripi egale;

— diagonale, confecţionate din profile sau din fier beton, aşezate pe feţele laterale ale stîlpilor.

Stîlpul, avînd în general lungimi de 20—30 m, este împărţit în 3—4 tronsoane paralelipipedice sau trunchiuri de piramidă care se îmbină la locul de montare.

Coronamentul stîlpului este format din ansamblul de console, traverse, vîrfare etc., realizat la partea superioară a corpului stîlpului, în scopul fixării conductoarelor active şi de protecţie.

La stîlpii liniilor cu simplu circuit conductoarele active pot fi dispuse după vîrfurile unui triunghi sau în acelaşi plan orizontal pe stîlpi de format *Y* (pisică) sau portal (fig. 1.10, *a, b, c, d, e*), cu unul sau cu două conductoare de protecţie.

La stîlpii liniilor cu dublu circuit cele şase conductoare active pot fi dispuse în trei planuri orizontale suprapuse (coronamentele de tipul hexagon, brad direct, brad întors), în două planuri orizontale (cu două conductoare

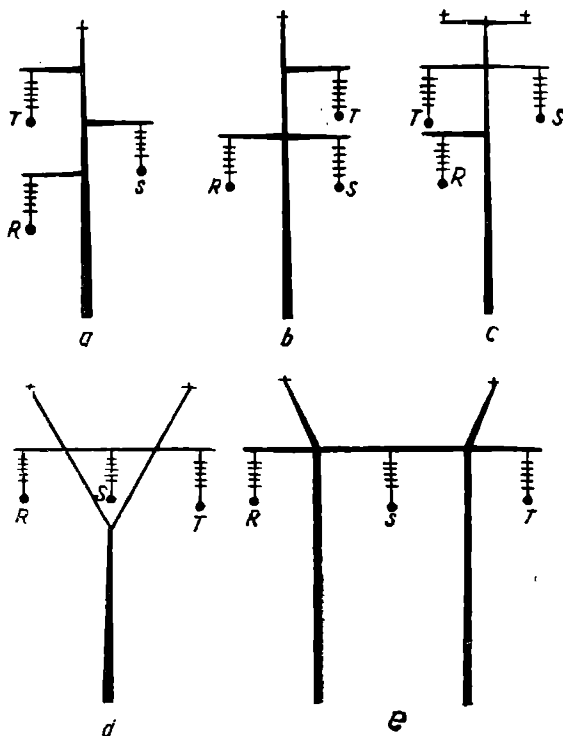


Fig. 1.10. Coronamente ale stîlpilor metalici cu simplu circuit.

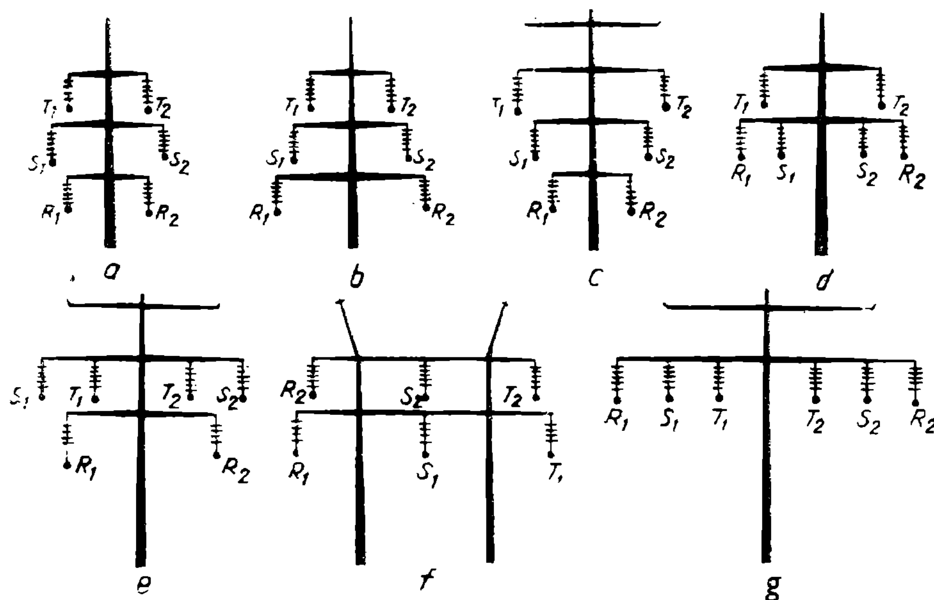


Fig. 1.11. Coronamente ale stîlpilor metalici cu dublu circuit.

sus și patru jos și invers) și cu toate conductoarele în același plan orizontal (fig. 1.11, *a, b, c, d, e, f, g*).

Se mai pot prevedea unul sau două conductoare de protecție.

Fundațiile stîlpilor metalici sînt monobloc pentru stîlpii cu bază îngustă (cei patru montanți fixați într-o fundație comună) sau pentru stîlpii cu baza largă fiecare montant are o fundație separată.

Dintre tipurile de stîlpi metalici menționați, la noi în țară, pentru liniile de înaltă tensiune cu simplu circuit se folosesc stîlpii cu coronament în triunghi, *Y* sau de tip pisică, la foarte înaltă tensiune — stîlpii portal și cei ancorați, iar pentru liniile cu dublu circuit se folosesc stîlpii cu coronamentul hexagon și brad întors.

Alegerea unui tip de stîlp la realizarea unei LEA se face ținîndu-se seama de avantajele și dezavantajele sale în timpul funcționării, precum și pe baza calculelor tehnico-economice care se efectuează de către proiectanți.

După destinația lor în linie, stîlpii se împart în: stîlpi de susținere normali (cu simbolul *SN*), stîlpi de susținere speciali (*SS*), stîlpi de întindere (*IN*), stîlpi de întindere și colț (*ICN*) și stîlpi de întindere și terminali (*ITN*).

1.2. Elementele componente ale liniilor electrice în cablu

Aceste linii se realizează aproape exclusiv în orașe și în incinta întreprinderilor industriale, unde nu se pot folosi linii aeriene din motive urbanistice, iar în întreprinderi pentru a nu îngreuia desfășurarea normală a proceselor tehnologice.

Se mai folosesc în cadrul centralelor şi staţiilor electrice, precum şi la traversarea unor ape cu lăţimi mari, cum ar fi la noi Dunărea.

Liniile electrice în cablu se folosesc de la joasă tensiune (380 V) pînă la tensiuni înalte şi foarte înalte (220 kV şi 400 kV).

a. Conductoarele. Materialele folosite sînt cuprul electrolitic şi în măsură din ce în ce mai mare aluminiul. Un cablu de forţă poate avea 1, 2, 3 sau 4 conductoare. Al patrulea conductor, folosit la cablurile de joasă tensiune, serveşte drept conductor de nul sau de întoarcere.

Forma secţiunii conductoarelor mono- sau multifilare poate fi rotundă sau sector circular, aceasta din urmă permiţînd o utilizare mai completă a secţiunii circulare a cablurilor trifazate. Pentru cabluri de înaltă şi foarte înaltă tensiune, conductoarele pot fi tubulare, formate din unul sau mai multe straturi de sîrme rotunde sau profilate.

b. Izolaţia este realizată, în cele mai multe cazuri, din hîrtie impregnată cu ulei amestecat cu colofoniu sau alte răşini, constituind o „masă compund", iar pentru porţiuni de cablu care se pozează în pantă se foloseşte izolaţia din cauciuc sau din alţi compuşi ai săi.

Un nou tip de izolaţie care, în ultimul timp, s-a introdus şi în ţara noastră în locul hîrtiei impregnate o constituie masele plastice, şi anume policlorura de vinil (PVC) şi polietilena (PE).

c. Ecranarea se utilizează la cablurile cu tensiunea nominală mai mare de 10 kV şi constă în aplicarea unei foiţe semiconductoare cu grosimea de 0,01 — 0,02 mm peste izolaţia conductorului. Ecranarea se utilizează în scopul uniformizării cîmpului electric, putîndu-se astfel reduce grosimea stratului de izolaţie a fiecărui conductor. De asemenea, se poate renunţa la izolaţia de centură. Astfel se îmbunătăţesc condiţiile de răcire şi, în consecinţă, sarcina cablurilor ecranate poate creşte, în general, cu circa 10% faţă de cele neecranate.

d. Mantaua, din plumb sau aluminiu, asigură etanşarea izolaţiei îndeoseb faţă de umezeală, dar trebuie să fie şi maleabilă pentru a suporta solicitările din timpul montajului. Materialul folosit încă pe scară largă pentru execuţia mantalei este plumbul, deşi are o rezistenţă mai redusă la tracţiune şi torsiune.

La cablurile cu ulei sau gaz sub presiune unde solicitările cresc, mantaua este întărită cu benzi metalice.

e. Învelişul de protecţie şi armătura constau din:

— un înveliş pentru protecţia anticorozivă format din unul sau două straturi de hîrtie sau iută impregnată într-o masă bituminoasă;

— o armătură metalică pentru preluarea şocurilor mecanice, formată din 1—2 straturi de benzi de oţel aşezate în spirală, din sîrmă sau altă ţesătură de oţel;

— iută sau altă ţesătură (1—2 straturi) impregnată, iar deasupra se dă cu praf de calcar sau caolin.

1.2.1. Tipuri de cabluri

a) Cabluri cu izolaţie de hîrtie impregnată

Domeniul de utilizare al acestor cabluri cuprinde tensiunile de la 1 kV la 400 kV.

Cabluri trifazate cu patru conductoare, pentru tensiuni pînă la 1 kV (fig. 1.12). Peste izolaţia din hîrtie impregnată se găseşte mantaua de plumb.

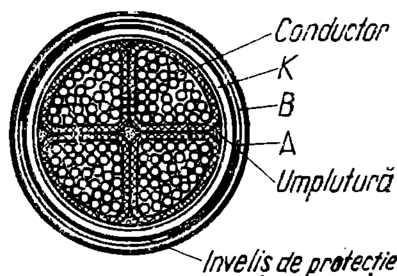


Fig. 1.12. **Cablu trifazat cu patru conductoare (1 kV):**

K — manta de plumb; *B* — armare cu bandă de oțel; *A* — înveliș exterior din compund și iută.

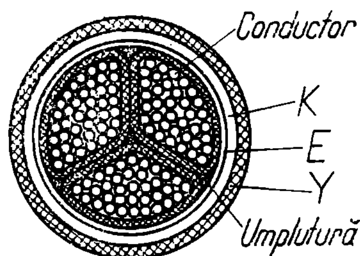


Fig. 1.13. **Cablu trifazat cu trei conductoare (1 kV):**

K — manta de aluminiu; *E* — bandă de material plastic; *Y* — manta din material plastic.

Armarea se face cu benzi de oțel, iar la exterior au stratul de protecție din iută impregnată.

Cabluri trifazate cu trei conductoare, pentru circuite de forță și tensiuni de 1—6 kV (fig. 1.13). Aceste cabluri au peste izolația de hîrtie o manta de aluminiu care poate să aibă și rolul de conductor de nul, legat la pămînt. Învelișul de protecție peste armătura de oțel este din material plastic sau din iută impregnată.

La tensiunea de 15—20 kV se pot folosi cabluri trifazate, la care între izolația de hîrtie și mantaua de plumb se folosește pentru fiecare fază cîte o foiță metalizată pentru ecranare.

Cablurile trifazate folosite la tensiuni de 30—60 kV au peste conductorul fiecărei faze cîte o foiță metalizată și o manta de plumb proprie. Învelișul de protecție al mantalelor, armătura din bandă de oțel, precum și învelișul de protecție exterior sînt comune (fig. 1.14).

Cablurile de înaltă și foarte înaltă tensiune pun probleme speciale datorită intensificării fenomenului de ionizare și de creștere a pierderilor în dielectric.

Cele mai importante tipuri de cabluri din această categorie sînt următoarele:

1. Cabluri cu gaz sub presiune interioară. La aceste cabluri peste izolația de hîrtie impregnată se aplică hîrtia metalizată și apoi mantaua de plumb întărită. Între izolație și manta se lasă un spațiu care se umple cu un gaz inert, de obicei azot sau hexafluorură de sulf, sub presiunea de 5—15 daN/cm^2, în funcție de tensiunea de serviciu. Peste mantaua de plumb se prevede o altă manta de protecție din material plastic armată cu o țesătură metalică.

2. Cabluri cu gaz sub presiune exterioară (fig. 1.15). La aceste cabluri, cele trei faze avînd fiecare izolația proprie de hîrtie, foița de ecranare și mantaua de plumb ranforsată, sînt introduse într-o țeavă de oțel peste care se prevede un strat de protecție din fibră de sticlă impregnată. În interiorul țevii de oțel se introduce gaz sub presiune.

3. Cabluri cu circulație internă de ulei. Conductoarele sînt tubulare și izo-

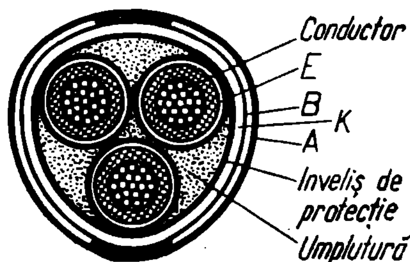


Fig. 1.14. **Cablu trifazat cu trei conductoare (30 kV):**

E — manta metalică și strat anticoroziv; *K* — manta de plumb; *B* — armătură din bandă de oțel; *A* — înveliș din compund și iută.

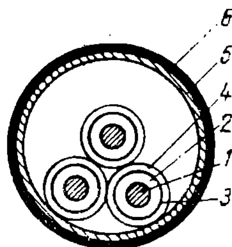


Fig. 1.15. Cablu de 110 kV în conductă metalică, cu gaz sub presiune de 15 daN/cm²:

1 — conductor; *2* — izolație; *3* — ecran; *4* — manta de plumb; *5* — țeavă de oțel; *6* — strat de protecție.

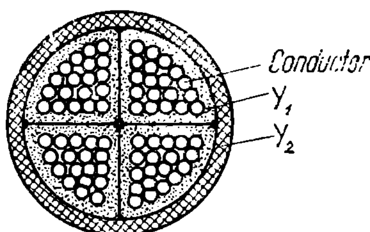


Fig. 1.16. Cablu trifazat cu patru conductoare cu izolație de material plastic (1 kV):

Y_1 — izolația de material plastic; Y_2 — manta din material plastic.

late în hîrtie impregnată. Peste aceasta se prevede hîrtia metalizată și mantaua de plumb ranforsată care, în ultimul timp se înlocuiește cu material plastic. În interiorul acestei mantale se introduce ulei sub presiune care circulă liber prin canalul conductorului și prin restul spațiului scăldînd izolația, evitînd astfel posibilitatea apariției bulelor de vid și deci ionizarea periculoasă.

Acest tip de cabluri este utilizat și în țara noastră în rețelele de 110 kV urbane, în București, în cadrul unor mari combinate siderurgice și la traversări de ape mari (Dunărea). Ele se pot folosi, corespunzător fabricate și cu presiuni ale uleiului pînă la 25 daN/cm² și la liniile de 400 kV.

4. Cabluri cu ulei sub presiune în conducte de oțel. Acestea sînt asemănătoare celor cu gaz sub presiune exterioară, cu deosebirea că în interiorul conductei, în loc de gaz sub presiune, se introduce ulei sub presiune.

b) Cabluri cu izolația din mase plastice

Aceste cabluri cuprind în prezent domeniul tensiunilor între 1 kV și 20 kV. Pînă la 10 kV atît în țara noastră, cît și în străinătate se utilizează policlorura de vinil (PVC), iar pentru 15—20 kV se utilizează polietilena, avînd caracteristici mai favorabile.

Cablurile trifazate cu patru conductoare pentru joasă tensiune au izolația fiecărui conductor din PVC, iar învelișul exterior dintr-un amestec de PVC cu cauciuc sau alt material termoplastic (fig. 1.16).

La cablul cu trei conductoare, de forță, se poate prevedea conductorul de nul, concentric, în jurul izolației și a materialului de umplutură.

Cablurile de medie tensiune au peste izolația din PVC a fiecărei faze o ecranare separată sau comună din sîrmă de oțel sau cupru, apoi un înveliș comun din amestec de PVC cu cauciuc sintetic sau alt material termoplastic și mantaua exterioară din material plastic.

Capitolul 2

PARAMETRII ŞI SCHEMELE ECHIVALENTE ALE LINIILOR ELECTRICE

Pentru calculul şi analiza regimurilor de funcţionare a liniilor electrice este necesar să se cunoască mărimile caracteristice ale acestora, şi anume: rezistenţa, inductanţa, capacitatea şi conductanţa (perditanţa).

Considerarea celor patru mărimi depinde de tipul liniei şi de tensiunea nominală a acesteia.

Astfel, pentru liniile electrice aeriene de joasă şi de medie tensiune capacitatea se poate neglija, deoarece are valori foarte mici. În cazul liniilor de înaltă şi foarte înaltă tensiune se consideră totdeauna capacităţile sau curenţii reactivi generaţi de acestea care, prin valoarea lor, influenţează circulaţia puterilor şi nivelul tensiunilor. Conductanţa este, în general, neglijabil de mică, chiar în cazul liniilor de tensiuni foarte înalte, ca urmare a condiţiilor impuse la proiectare.

Liniile electrice subterane au capacităţile cu valori mai mari şi inductanţele cu valori mai mici, în comparaţie cu liniile aeriene. Conductanţa este, de asemenea, mică şi se poate neglija mai ales în cazul liniilor subterane pînă la tensiuni de 35 kV.

2.1. Rezistenţa liniilor electrice

Rezistenţa conductoarelor în curent continuu se poate calcula cu relaţia cunoscută din electrotehnică:

$$R = \rho \frac{l}{s} \, [\Omega], \tag{2.1}$$

unde:

ρ reprezintă rezistivitatea materialului, în $\Omega \frac{mm^2}{m}$;

l — lungimea conductoarelor, în m;

s — secţiunea conductoarelor, în mm^2.

În curent alternativ, rezistenţa conductoarelor este puţin mai mare decît în curent continuu, datorită efectului pelicular şi a efectului de apropiere.

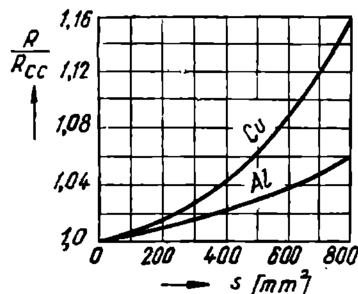


Fig. 2.1. Variaţia raporturilor rezistenţelor în curent alternativ şi curent continuu la frecvenţa de 50 Hz.

Din figura 2.1 se constată că, creşterea rezistenţei datorită efectului pelicular este

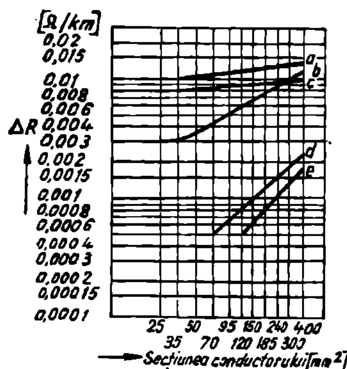


Fig. 2.2. Rezistenţa suplimentară ΔR a cablurilor cu mai multe conductoare la frecvenţa de 50 Hz:

a — cabluri armate cu manta de plumb şi conductor de cupru sau de aluminiu; *b* — cabluri nearmate cu manta de aluminiu şi conductoare de cupru sau de aluminiu; *c* — cabluri armate cu izolaţie din material plastic şi conductoare de cupru sau aluminiu; *d* — cabluri nearmate cu izolaţie din material plastic şi conductoare de cupru sau aluminiu; *e* — cabluri nearmate cu izolaţie din material plastic şi conductoare de aluminiu.

mai mică de 5% pentru conductoare de cupru sub 500 mm² şi conductoare de aluminiu sub 600 mm². De asemenea, efectul de apropiere influenţează în mică măsură, mai ales, rezistenţele conductoarelor care au secţiuni foarte mari şi care sînt aşezate la distanţe mici unele de altele. De aceea, în calculul rezistenţelor conductoarelor folosite curent la construcţia liniilor electrice aeriene se poate identifica, cu o bună aproximaţie, rezistenţa în curent alternativ cu cea în curent continuu.

Obişnuit rezistenţa conductoarelor pe unitatea de lungime nu se calculează, ci se indică în standarde pentru diferite secţiuni şi tipuri constructive, la o temperatură a mediului ambiant de + 20°C. Liniile electrice funcţionează însă la temperaturi diferite, în funcţie de încărcare şi de condiţiile de răcire. În practică, pentru calculul regimurilor normale nu se ţine seama de variaţia rezistenţei cu temperatura, decît în cazul studierii încălzirii conductoarelor, cînd relaţia (2.1) pentru o temperatură oarecare θ este de forma:

$$R_\theta = R_{20}[1 + \alpha_{20}(\theta - 20)], \qquad (2.2)$$

unde:

R_{20} reprezintă rezistenţa conductorului la + 20°C obţinută din tabelă sau calculată;

α_{20} — coeficientul de temperatură al rezistenţei electrice, care pentru cupru este de 0,00393 grd^{-1}, iar pentru aluminiu — 0,00403 grd^{-1}.

În cazul cablurilor rezistenţa electrică creşte datorită pierderilor determinate de curenţii induşi în mantalele de plumb.

Pentru cabluri groase cu mantale de plumb, rezistenţa efectivă poate atinge şi chiar depăşi de 1,5 ori rezistenţa în curent alternativ a conductorului considerat singur. De aceea, rezistenţa efectivă a acestora se va scoate din tabelă ţinînd seama de tipul constructiv al cablului şi de secţiunea acestuia, iar la o temperatură oarecare θ, se va calcula cu relaţia:

$$R'_\theta = R_{20}[1 + \alpha_{20}(\theta - 20)] + \Delta R,$$

unde ΔR ţine seama de pierderile suplimentare, atunci cînd cablul lucrează în curent alternativ monofazat sau trifazat.

În figura 2.2 se indică, după Siemens, valorile rezistenţelor suplimentare considerate pentru diferite tipuri de cabluri cu mai multe conductoare.

În cazul liniilor electrice cu conductoare din oţel rezistenţa în curent alternativ se va scoate numai din tabelă, deoarece efectul pelicular — care depinde de valoarea permeabilităţii magnetice a materialului — este mult mai pronunţat şi nu se mai poate neglija.

2.2. Inductanța liniilor electrice

2.2.1. **Linii electrice aeriene trifazate.** Pentru o linie electrică cu două conductoare monofilare, inductanța specifică a unui conductor se calculează cu relația cunoscută din electrotehnică:

$$L_0 = \left[2 \ln \frac{D}{r} + \frac{\mu}{2}\right] 10^{-4} \left[\frac{\mathrm{H}}{\mathrm{km}}\right], \tag{2.3}$$

în care:

D este distanța dintre conductoare;
r — raza conductorului;
μ — permeabilitatea magnetică relativă a conductorului, presupusă de valoare constantă.

Relația (2.3) se mai poate pune sub forma:

$$L_0 = \left[2 \ln \frac{1}{r} + \frac{\mu}{2} - 2 \ln \frac{1}{D}\right] 10^{-4} = L_{11} - M_{12}, \tag{2.4}$$

în care:

L_{11} este inductanța proprie a conductorului exprimată de suma primilor doi termeni;
M_{12} — inductanța mutuală dintre conductoare exprimată prin cel de-al treilea termen.

În cazul unui sistem format din n conductoare paralele, inductanța unui conductor oarecare va fi determinată cu ajutorul ecuației inducției electromagnetice:

$$u_k = -\frac{\mathrm{d}\Phi_k}{\mathrm{d}t} = -L_k \frac{\mathrm{d}i_k}{\mathrm{d}t}, \tag{2.5}$$

în care:

u_k reprezintă tensiunea electromotoare indusă în conductorul k datorită variației în timp a fluxului magnetic;
Φ_k — fluxul magnetic legat de conductorul k: $\Phi_k = M_{1k}i_1 + M_{2k}i_2 + \ldots + L_{kk}i_k + \ldots + M_{nk}i_k$;
L_{kk} și M_{nk} — inductanța proprie a fiecărui conductor și inductanța mutuală a fiecărei perechi de conductoare, exprimate analog relației (2.4) introducînd elementele geometrice corespunzătoare.

Ținînd seama de variația în timp a fluxului magnetic care se introduce în relația (2.5), rezultă că:

$$L_k = \frac{M_{1k} \frac{\mathrm{d}i_1}{\mathrm{d}t} + M_{2k} \frac{\mathrm{d}i_2}{\mathrm{d}t} + \ldots + L_{kk} \frac{\mathrm{d}i_k}{\mathrm{d}t} + \ldots + M_{nk} \frac{\mathrm{d}i_n}{\mathrm{d}t}}{\frac{\mathrm{d}i_k}{\mathrm{d}t}}. \tag{2.6}$$

Dacă curenții care parcurg conductoarele sînt alternativ sinusoidali, expresia (2.6) devine:

$$L_k = \frac{M_{1k}\underline{I}_1 + M_{2k}\underline{I}_2 + \ldots + L_{kk}\underline{I}_k + \ldots + M_{nk}\underline{I}_n}{\underline{I}_k}, \tag{2.7}$$

în care s-a ţinut seama că:

$$\frac{dI_k}{dt} = j\omega I_k.$$

Aplicînd relaţia (2.7) pentru o linie electrică trifazată şi ţinînd seama că:

$$\underline{I}_1 = I_1; \quad \underline{I}_2 = a^2 I_1; \quad \underline{I}_3 = a I_1,$$

se obţine:

$$\underline{L}_1 = L_{11} - \frac{M_{12} + M_{13}}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2}(M_{12} - M_{13}); \quad \underline{L}_2 = L_{22} - \frac{M_{23} + M_{21}}{2} -$$

$$- j\frac{\sqrt{3}}{2}(M_{23} - M_{21}); \quad \underline{L}_3 = L_{33} - \frac{M_{31} + M_{32}}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2}(M_{31} - M_{32}), \qquad (2.8)$$

unde s-a ţinut seama că:

$$a = e^{j120} = -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2}; \quad a^2 = e^{j240} = -\frac{1}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2}.$$

Expresiile (2.8) arată că inductanţa conductoarelor este o mărime complexă, iar tensiunea electromotoare indusă de către fluxul magnetic legat de fiecare conductor nu este în cuadratură cu curentul, ci defazată cu un unghi care diferă într-o oarecare măsură de 90°. Din punct de vedere fizic, acest lucru conduce la o deformaţie a stelei tensiunilor liniei, aşa cum se arată punctat în figura 2.3.

Influenţa termenilor imaginari este însă foarte mică şi nu determină nici o pierdere de putere activă. De aceea se consideră că inductanţa specifică a conductoarelor unei linii trifazate este reprezentată numai de partea reală a relaţiilor (2.8), care se poate pune sub forma:

$$L_{01} = \left[2\ln\frac{\sqrt{D_{12}\cdot D_{13}}}{r_1} + 0{,}5\,\mu_1\right]\cdot 10^{-4}\left[\frac{\text{H}}{\text{km}}\right]; \quad L_{02} = \left[2\ln\frac{\sqrt{D_{23}\cdot D_{21}}}{r_2} +\right.$$

$$\left. + 0{,}5\,\mu_2\right]\cdot 10^{-4}\left[\frac{\text{H}}{\text{km}}\right]; \quad L_{03} = \left[2\ln\frac{\sqrt{D_{31}\cdot D_{32}}}{r_3} + 0{,}5\,\mu_3\right]\cdot 10^{-4}\left[\frac{\text{H}}{\text{km}}\right]. \qquad (2.9)$$

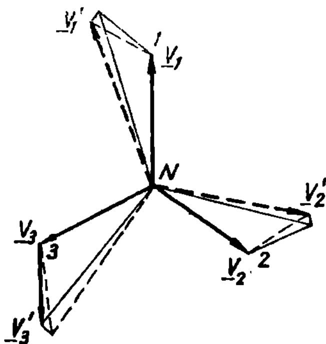


Fig. 2.3. Deformarea stelei tensiunilor datorită părţilor imaginare ale inductanţelor conductoarelor.

În realitate conductoarele au aceleaşi caracteristici magnetice şi geometrice, adică:

$$\mu_1 = \mu_2 = \mu_3 = \mu \text{ şi } r_1 = r_2 = r_3 = r.$$

Dacă dispunerea lor este simetrică (coronament în formă de triunghi echilateral) atunci şi distanţele dintre ele sînt egale ($D_{12} = D_{13} = D_{23} = D$), astel încît:

$$L_{01} = L_{02} = L_{03} = \left(2\ln\frac{D}{r} + 0{,}5\,\mu\right)\cdot 10^{-4}\left[\frac{\text{H}}{\text{km}}\right].$$

Rezultă că pentru linii trifazate construite în condiţiile de mai sus, inductanţa specifică a conductoarelor este identică cu cea indicată pentru o linie cu două conductoare.

În cazul materialelor nemagnetice (cupru, aluminiu), permeabilitatea magnetică relativă $\mu = 1$, astfel încît relația (2.3) devine:

$$L_0 = \left(4{,}6 \log \frac{D}{r} + 0{,}5\right) 10^{-4} = 4{,}6 \log \frac{D}{0{,}779r} \, 10^{-4} \left[\frac{H}{\text{km}}\right], \quad (2.10)$$

în care s-a ținut seama de transformarea logaritmilor naturali în logaritmi zecimali.

Dacă dispunerea conductoarelor pe capul stîlpului nu este simetrică, atunci inductanțele specifice ale conductoarelor sînt diferite, ceea ce duce la nesimetria tensiunilor la capătul liniei de la consumator. Pentru a evita aceasta se utilizează transpunerea fazelor liniilor, adică modificarea poziției conductoarelor pe distanțe egale, așa cum se arată în figura 2.4. În acest caz, inductanța specifică a fiecărui conductor se poate exprima printr-o valoare medie, egală cu media aritmetică a celor trei inductanțe determinate de relațiile (2.9):

$$L_0 = \frac{L_{01} + L_{02} + L_{03}}{3} = \left[4{,}6 \log \frac{D_{med}}{r} + 0{,}5\,\mu\right] 10^{-4} \left[\frac{\text{H}}{\text{km}}\right], \quad (2.11)$$

unde mărimea $D_{med} = \sqrt[3]{D_{12} \cdot D_{13} \cdot D_{23}}$ reprezintă *distanța medie geometrică* dintre conductoare.

Pentru conductoarele din material nemagnetic, relația (2.11) se poate modifica astfel încît influența termenului al doilea legat de permeabilitatea magnetică relativă egală cu unitatea, să fie cuprinsă într-un termen general, de forma (2.10) adică:

$$L_0 = 4{,}6 \log \frac{D_{med}}{0{,}779r} \, 10^{-4} \left[\frac{\text{H}}{\text{km}}\right]. \quad (2.12)$$

În cazul liniilor electrice aeriene trifazate cu dublu circuit inductanța specifică a conductoarelor se poate calcula în mod analog liniilor cu simplu circuit, pornind de la relațiile (2.7) și (2.8). Dacă se notează conductoarele primului circuit cu *1, 2, 3* și ale celui de-al doilea cu *4, 5, 6* atunci se poate scrie pentru conductorul *1*:

$$L_{01} = \left[4{,}6 \log \frac{\sqrt{D_{12} \cdot D_{13}}}{r} + 0{,}5 + k \cdot 4{,}6 \log \frac{\sqrt{D_{15} \cdot D_{16}}}{D_{14}}\right] \cdot 10^{-4} \left[\frac{\text{H}}{\text{km}}\right], \quad (2.13)$$

unde $k \gtrless 1$ este determinat de raportul dintre valoarea efectivă a curenților din cele două circuite.

Pentru celelalte faze relațiile de calcul ale inductanțelor specifice se obțin din (2.13) prin permutarea indicilor.

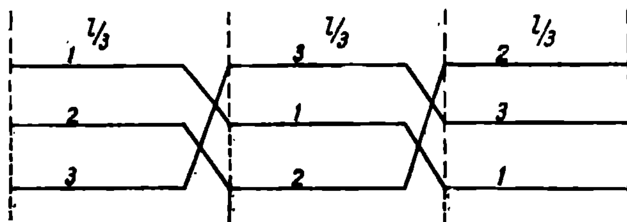


Fig. 2.4. Transpunerea fazelor unei linii electrice aeriene.

Se observă că influenţa unui circuit asupra celuilalt este dată de termenul al treilea, a cărui valoare este foarte mică (sub 5 %), deoarece raportul distanţelor de sub semnul logaritm este apropiat de unitate. Practic, în regim normal de funcţionare a liniilor cu dublu circuit cu conductoare transpuse, influenţa mutuală dintre două circuite se neglijează, astfel încît pentru calculul inductanţelor specifice ale conductoarelor se pot folosi relaţiile (2.11) sau (2.12).

2.2.2. Influenţa construcţiei conductorului asupra valorii inductanţei. Relaţiile de calcul obţinute la paragraful 2.2.1 au fost deduse considerînd conductoarele masive, monofilare. În construcţia liniilor electrice aeriene se folosesc de obicei conductoare funie, iar uneori, în cazul tensiunilor foarte înalte, conductoare fasciculare (mai multe conductoare pe fază) sau conductoare tubulare.

Inductanţa conductoarelor funie este puţin mai mare (1—2%) decît cea a conductoarelor masive, ca urmare a influenţei răsucirii firelor. Ea se exprimă prin relaţia generală (2.11), în care permeabilitatea magnetică relativă este diferită de unitate. Informativ, în tabela 2.1 se reprezintă variaţia inductanţei interioare (legată de permeabilitatea magnetică), din care se observă că valoarea cea mai mare a acesteia corespunde conductoarelor funie cu un singur strat.

Tabela 2.1

Variaţia inductanţei interioare a conductoarelor funie nemagnetice

Numărul firelor	N	1	7	19	37	61	91
Nnmărul straturilor	n	—	1	2	3	4	5
$0{,}5\mu \cdot 10^{-4}$		0,5	0,65	0,553	0,524	0,502	0,501

Creşterea inductanţei interioare a conductoarelor de oţel-aluminiu cu un singur strat este determinată şi de influenţa magnetizantă a inimii de oţel. În general, se poate considera că inductanţa specifică medie a conductoarelor funie este de ordinul $1{,}30 \frac{\text{mH}}{\text{km}}$, ceea ce corespunde unei reactanţe inductive specifice de 0,4 Ω/km.

Inductanţa conductoarelor fasciculare care se utilizează în construcţia liniilor electrice aeriene de foarte înaltă tensiune în scopul creşterii capacităţii de transport, se calculează cu o relaţia analoagă cu (2.11) în care se ţine seama de numărul conductoarelor şi de creşterea razei echivalente:

$$L_0 = \left[4{,}6 \log \frac{D_{med}}{r_{ech}} + \frac{0{,}5}{n}\,\mu\right] 10^{-4} \left[\frac{\text{H}}{\text{km}}\right], \tag{2.14}$$

unde:

$r_{ech} = \sqrt[n]{r_0 \cdot a_m^{n-1} \cdot n}$ este raza echivalentă a conductoarelor unei faze;
r_0 — raza unui conductor;
a_m — distanţa medie geometrică dintre conductoarele unei faze;
n — numărul de conductoare pe fază.

În tabela 2.2 se dau valorile medii ale reactanţelor specifice, în Ω/km, pentru linii electrice de foarte înaltă tensiune echipate cu conductoare fasciculare, dis-

Valorile reactanţelor specifice pentru LEA trifazate, cu conductoare fasciculare, la $f = 50$ Hz

Tensiunea nominală, în kV	220	380	220	380	220	380
Compunerea conductoarelor fasciculare ale fazelor, $n \times s$	Linie dublu circuit cu dispunerea fazelor în plan orizontal		Linie dublu circuit cu dispunerea fazelor în coronament brad drept		Linie dublu circuit cu dispunerea fazelor în două planuri orizontale. În planul superior – 2 faze, în planul inferior – 4 faze	
2 × 400 mm²	0,31	—	0,38	—	0,29	—
3 × 400 mm²	—	0,33	—	0,34	—	0,32
4 × 400 mm²	—	0,29	—	0,30	—	0,27

puse în diferite moduri pe capul stîlpului. Valoarea acestora se abate foarte puţin de la valoarea medie de 0,3 Ω/km, indiferent de numărul conductoarelor adică, reactanţa specifică a conductoarelor fasciculare este cu circa 25% mai mică decît a conductoarelor funie.

Inductanţa conductoarelor tubulare care se folosesc în construcţia liniilor electrice aeriene de foarte înaltă tensiune pentru eliminarea efectului corona, depinde de raportul dintre cele două raze, interioară şi exterioară. Valoarea ei se poate calcula cu relaţia (2.12), în care se introduce o rază echivalentă a conductorului r', a cărei valoare este:

$$r' = \xi r_1, \tag{2.15}$$

unde:

ξ reprezintă un factor numeric care reiese din figura 2.5;

r_1 — raza exterioară a conductorului tubular, în mm;

r_2 — raza interioară a conductorului tubular, în mm.

Inductanţa conductoarelor de oţel se poate calcula cu relaţia (2.11) în care se introduce permeabilitatea magnetică relativă a materialului, a cărei valoare este funcţie de intensitatea curentului. De menţionat însă că este foarte dificil să se stabilească legătura dintre permeabilitatea magnetică a materialului şi intensitatea curentului electric. De aceea, valoarea inductanţei interioare a conductoarelor de oţel se determină experimental şi se reproduce în tabele.

2.2.3. **Inductanţa cablurilor.** Cablurile folosite în construcţia liniilor electrice subterane nu au elementele geometrice cunoscute şi de aceea inductanţele specifice ale acestora sînt date în tabele de către fabricile constructoare, pentru fiecare secţiune nominală a conductoarelor.

Pentru calcule aproximative se recomandă utilizarea următoarelor valori medii ale reactanţelor specifice:

— **cabluri** trifazate de 6—15 kV: $X_0 = 0{,}08—0{,}1\ \Omega/\text{km}$;

— cabluri trifazate de 35 kV: $X_0 = 0{,}1—0{,}12\ \Omega/\text{km}$.

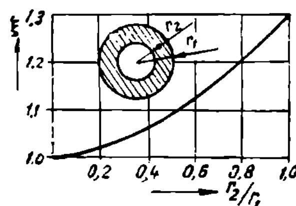


Fig. 2.5. Variaţia razei echivalente a couductorului tubular în funcţie de raportul r_2/r_1.

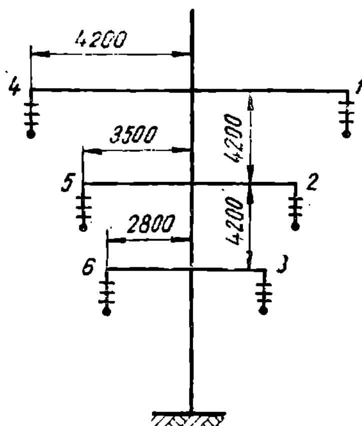


Fig. 2.6. Coronamentul liniei date în aplicația 2.1.

Valorile mai mici se adoptă pentru cabluri cu secțiuni de conductoare mai mari.

Aplicația 2.1. Să se determine reactanța inductivă specifică a unei linii electrice aeriene de 110 kV cu dublu circuit. Coronamentul liniei este de tipul brad întors, avînd elementele geometrice înscrise în figura 2.6. Conductoarele utilizate sînt din oțel-aluminiu cu secțiunea de 185/32 mm² și raza de 9,6 mm.

REZOLVARE

Se calculează distanțele necesare dintre conductoare și se obține:

$$D_{12} = 4\,260 \text{ mm}; \quad D_{13} = 8\,500 \text{ mm};$$

$$D_{14} = 8\,400 \text{ mm}; \quad D_{15} = 8\,750 \text{ mm}; \quad D_{16} = 10\,900 \text{ mm};$$

$$D_{23} = D_{12} = 4\,260 \text{ mm}; \quad D_{med} = \sqrt[3]{D_{12} \cdot D_{13} \cdot D_{23}} = 5\,350 \text{ mm}.$$

Dacă se consideră inductanța specifică a fiecărui circuit, neținînd seama de influența reciprocă dintre ele, rezultă:

$$L_0 = \left(4{,}6 \log \frac{5\,350}{9{,}6} + 0{,}5\right) 10^{-4} = 13{,}15 \cdot 10^{-4} \left[\frac{\text{H}}{\text{km}}\right]$$

și:

$$X_0 = \omega L_0 = 314 \cdot 13{,}15 \cdot 10^{-4} = 0{,}412 \ \Omega/\text{km}.$$

Dacă se ține seama de influența dintre cele două circuite, se utilizează relația (2.13) în care se presupune raportul curenților egal cu unitatea și se obține:

$$L_{01} = \left[4{,}6 \log \frac{\sqrt{4\,260 \cdot 8\,500}}{9{,}6} + 4{,}6 \log \frac{\sqrt{8\,750 \cdot 10\,900}}{8\,400} + 0{,}5\right] 10^{-4} =$$

$$= 13{,}7 \cdot 10^{-4} \left[\frac{\text{H}}{\text{km}}\right]$$

și analog:

$$L_{02} = 13{,}3 \cdot 10^{-4} \left[\frac{\text{H}}{\text{km}}\right]; \quad L_{03} = 13{,}35 \cdot 10^{-4} \left[\frac{\text{H}}{\text{km}}\right].$$

Inductanța specifică a primului circuit este media aritmetică a celor trei inductanțe, adică:

$$L_0' = \frac{13{,}7 + 13{,}3 + 13{,}5}{3} \cdot 10^{-4} = 13{,}45 \cdot 10^{-4} \left[\frac{\text{H}}{\text{km}}\right]$$

și

$$X_0' = 314 \cdot 13{,}45 \cdot 10^{-4} = 0{,}425 \left[\frac{\Omega}{\text{km}}\right].$$

Comparînd valorile obținute se observă că influența dintre circuite conduce la o majorare a inductanței cu 2—3%. De aceea, practic, se recomandă să nu se țină seama de acest coeficient de majorare și să se aplice relația de calcul (2.11) sau (2.12) pentru linii cu simplu circuit.

Aplicația 2.2. Să se calculeze inductanța specifică a unei linii electrice aeriene de 400 kV cu simplu circuit. Fazele sînt dipuse în plan orizontal cu distanța dintre ele egală cu 11 m. Fiecare fază este compusă din două conductoare de oțel-aluminiu de 450/75 mm² distanțate la 400 mm. Raza conductorului este de 15,09 mm.

REZOLVARE

Se calculează distanța medie geometrică dintre faze și raza echivalentă a acestora și se obține:

$$D_{med} = \sqrt[3]{11\cdot 11\cdot 22} = 13{,}86\ \text{m}; \qquad r_{ech} = \sqrt{400\cdot 15{,}09} = 76{,}5\ \text{mm}.$$

Inductanța specifică se obține cu ajutorul relației (12.14) și are valoarea:

$$L_0 = 10{,}75\cdot 10^{-4}\left[\frac{\text{H}}{\text{km}}\right] \quad \text{și} \quad X_0 = 0{,}339\ \Omega/\text{km}.$$

2.3. Capacitatea liniilor electrice

Conductoarele liniilor electrice au capacități parțiale față de pămînt, C_p, și capacități mutuale între ele, C_m, așa cum se arată în figura 2.7. În calculul regimurilor și la întocmirea schemelor echivalente interesează suma acestor capacități, care poartă denumirea de *capacitate de serviciu* sau *capacitate de lucru*. Ea trebuie interpretată ca fiind raportul dintre întreaga cantitate de electricitate care corespunde liniilor de cîmp ce pleacă de la un conductor dat spre celelalte conductoare și spre pămînt și potențialul acelui conductor.

2.3.1. **Capacitatea liniilor electrice aeriene.** Mărimea capacității conductoarelor unei linii electrice aeriene depinde de dimensiunile geometrice, de dispunerea lor pe capul stîlpului și de permitivitatea dielectrică a mediului.

Un sistem format dintr-un conductor situat la distanță mare față de pămînt are capacitatea C_p determinată de relația cunoscută din electrotehnică:

$$C_p = \frac{\pi\varepsilon l}{\ln\dfrac{d}{r}}, \tag{2.16}$$

unde:

l reprezintă lungimea conductorului;
r — raza conductorului;
d — distanța dintre axa conductorului și cea a imaginii sale electrice;
ε — permitivitatea dielectrică a mediului.

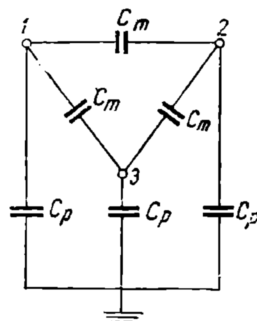


Fig. 2.7. Linie electrică trifazată cu capacități față de pămînt și între conductoare.

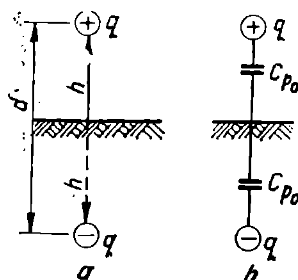


Fig. 2.8. Capacitatea față de pămînt a unui conductor:
a – conductorul și imaginea sa electrică; b – schema cu capacitățile proprii față de pămînt.

Se observă din figura 2.8 că prezența pămîntului, care constituie o suprafață echipotențială, este luată în considerație printr-un plan conductor față de care se reprezintă imaginea electrică a conductorului activ. În acest fel, repartiția cîmpului electric dintre conductor și pămînt nu se schimbă, iar examinarea cazului poate fi redusă la aceea a unui sistem de două conductoare situate la o distanță d, egală cu dublul distanței conductorului față de pămînt h, ($d = 2h$).

Dacă se consideră dielectricul aer, pentru care $\varepsilon = \varepsilon_0 = \frac{1}{4\pi \cdot 9 \cdot 10^9}$ F/m, se raportează capacitatea la 1 km de linie și se transformă logaritmul natural în logaritm zecimal, relația (2.16) devine:

$$C_{p_0} = \frac{0{,}0483}{4 \log \frac{d}{r}}. \tag{2.17}$$

Capacitatea dintre conductor și pămînt, conform figurii 2,8 b va fi egală cu dublul capacității sistemului alcătuit din conductor și imaginea acestuia, adică:

$$C_0 = 2C_{p_0} = \frac{0{,}0483}{2 \log \frac{d}{r}} \left[\frac{\mu\text{F}}{\text{km}}\right]. \tag{2.18}$$

Un sistem format din două conductoare impune ca la determinarea capacității să se țină seama și de influența mutuală dintre acestea. Dacă se notează cu *1, 1'* și *2, 2'* cele două conductoare și imaginile lor și cu q_1 și q_2 sarcinile lor electrice (fig. 2.9), atunci potențialul electric într-un punct oarecare de pe primul conductor este dat de relația:

$$V_1 = \alpha_p \cdot q_1 + \alpha_m \cdot q_2, \tag{2.19}$$

în care:

α_p și α_m reprezintă coeficienții de potențial, propriu și mutual;
q_1 și q_2 — sarcinile electrice ale celor două sisteme de conductoare 1, 1' și 2, 2'.

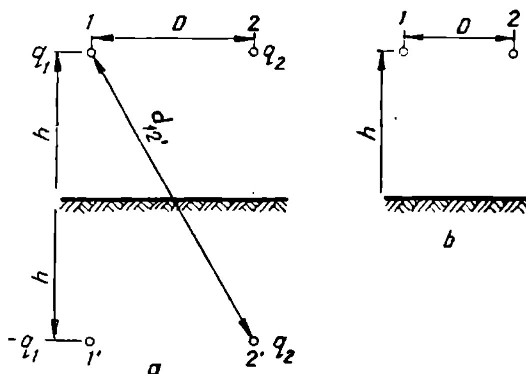


Fig. 2.9. Reprezentarea unui sistem format de două conductoare la calculul capacităților.

Coeficientul de potențial *propriu* α_p poate fi definit ca fiind potențialul de pe suprafața conductorului *1*, cînd sarcina acestuia este egală cu o unitate pozitivă, sarcina imaginii este egală cu o unitate negativă, iar sarcina sistemului *2,2'* este nulă; coeficientul de potențial *mutual* α_m reprezintă potențialul conductorului *1*, cînd sarcina conductorului *2* este egală cu o unitate pozitivă, cea a imaginii sale cu o unitate negativă, iar sarcina sistemului *1, 1'* este nulă.

Determinarea lor se face considerînd sarcina electrică a unui conductor de o valoare oarecare și a celuilalt conductor egală cu zero. În cazul studiat se va lua $q_1 \neq 0$ și $q_2 = 0$; în aceste condiții, din relațiile (2.16), (2.17), (2.18) și (2.19) rezultă că coeficientul de potențial propriu este inversul capacității conductorului față de pămînt, adică:

$$\alpha_p = \frac{V_1}{q_1} = \frac{2 \log \frac{2h}{r}}{0{,}0483}, \tag{2.20}$$

unde h reprezintă înălțimea conductorului față de pămînt ($d = 2\,h$). Coeficientul de potențial mutual se determină considerînd că un conductor neîncărcat, de secțiune mică *, situat în cîmpul unui alt conductor încărcat, capătă potențialul care ar fi existat în acel punct în lipsa conductorului. Coeficientul de potențial respectiv va fi inversul capacității mutuale dintre conductoare, adică:

$$\alpha_m = \frac{\ln \frac{d_{12'}}{D}}{2\pi\varepsilon\varepsilon_0} = \frac{2 \log \frac{\sqrt{4h^2 + D^2}}{D}}{0{,}0483}. \tag{2.21}$$

Dacă sarcinile celor două conductoare sînt egale și de semn contrar $q_1 = -q_2 = q$ atunci potențialele lor sînt:

$$V_1 = (\alpha_p - \alpha_m)\, q; \quad V_2 = (\alpha_m - \alpha_p)\, q, \tag{2.22}$$

iar capacitatea sistemului de două conductoare, ținînd seama de influența pămîntului:

$$C_0' = \frac{q}{V_1 - V_2} = \frac{1}{2(\alpha_p - \alpha_m)}, \tag{2.23}$$

unde s-a considerat că coeficienții de potențial ai celor două conductoare sînt egali.

Introducînd relațiile (2.20) și (2.21) în (2.23) se obține:

$$C_0' = \frac{0{,}0483}{4 \log \left[\frac{2h}{r} \cdot \frac{D}{\sqrt{4h^2 + D^2}}\right]} \left[\frac{\mu\mathrm{F}}{\mathrm{km}}\right], \tag{2.24}$$

în care a intervenit sub semnul logaritm un factor de corecție determinat de raportul între distanța dintre axele conductoarelor și distanța dintre fiecare conductor și imaginea celuilalt.

* Secțiunea conductorului neîncărcat se consideră mică pentru ca cîmpul electric să fie deformat foarte puțin.

Dacă se consideră $h \gg D$, atunci capacitatea are aceeași valoare ca și în cazul cînd nu se ține seama de influența pămîntului, adică:

$$C_0' = \frac{0{,}0483}{4 \log \frac{D}{r}} \left[\frac{\mu F}{km}\right]. \qquad (2.25)$$

Un sistem format din trei conductoare (linie electrică aeriană cu simplu circuit și fără fir de gardă) prezintă de asemenea capacități proprii față de pămînt și capacități mutuale. Capacitatea totală a conductoarelor se va stabili cu ajutorul ecuațiilor lui Maxwell:

$$\underline{V}_1 = \alpha_{11} \cdot \underline{q}_1 + \alpha_{12} \cdot \underline{q}_2 + \alpha_{13} \cdot \underline{q}_3; \quad \underline{V}_2 = \alpha_{21} \cdot \underline{q}_1 + \alpha_{22} \cdot \underline{q}_2 + \alpha_{23} \cdot \underline{q}_3; \qquad (2.26)$$
$$\underline{V}_3 = \alpha_{31} \cdot \underline{q}_1 + \alpha_{32} \cdot \underline{q}_2 + \alpha_{33} \cdot \underline{q}_3$$

și al relației dintre sarcinile electrice scrisă pentru regimul normal de funcționare al liniei:

$$\underline{q}_1 + \underline{q}_2 + \underline{q}_3 = 0, \qquad (2.27)$$

unde α_{mm} sînt coeficienții proprii de potențial și α_{mn} — coeficienții mutuali de potențial.

Se elimină din aceste relații q_2, q_3, V_2 și V_3 și se determină legătura dintre V_1 și q_1, care permite aflarea capacității conductorului *1*.

Din relația (2.27) reiese sarcina $\underline{q}_3$:

$$\underline{q}_3 = -\underline{q}_1 - \underline{q}_2,$$

care introdusă în (2.26) determină:

$$\underline{V}_1 = (\alpha_{11} - \alpha_{13})\,\underline{q}_1 + (\alpha_{12} - \alpha_{13})\,\underline{q}_2; \quad \underline{V}_2 = (\alpha_{21} - \alpha_{23})\,\underline{q}_1 +$$
$$+ (\alpha_{22} - \alpha_{23})\,\underline{q}_2; \quad \underline{V}_3 = (\alpha_{31} - \alpha_{33})\,\underline{q}_1 + (\alpha_{32} - \alpha_{33})\,\underline{q}_2. \qquad (2.28)$$

Scăzînd ultima ecuație din primele două, se obține:

$$\underline{V}_1 - \underline{V}_3 = (\alpha_{11} - 2\alpha_{13} + \alpha_{33})\,\underline{q}_1 + (\alpha_{12} - \alpha_{32} + \alpha_{33} - \alpha_{13})\,\underline{q}_2;$$
$$\underline{V}_2 - \underline{V}_3 = (\alpha_{12} - \alpha_{13} - \alpha_{23} + \alpha_{33})\,\underline{q}_1 + (\alpha_{22} - 2\alpha_{23} + \alpha_{33})\,\underline{q}_2. \qquad (2.29)$$

Se notează:

$$A_1 = \frac{\alpha_{22} - 2\alpha_{23} + \alpha_{33}}{2}; \quad A_2 = \frac{\alpha_{11} - 2\alpha_{13} + \alpha_{33}}{2};$$

$$A_3 = \frac{\alpha_{11} - 2\alpha_{12} + \alpha_{22}}{2}; \quad A_1 + A_2 - A_3 = \alpha_{12} - \alpha_{13} - \alpha_{23} + \alpha_{33}$$

și se obține o formă prescurtată a relațiilor (2.29), adică

$$\underline{V}_1 - \underline{V}_3 = 2A_2\underline{q}_1 + (A_1 + A_2 - A_3)\,\underline{q}_2; \quad \underline{V}_2 - \underline{V}_3 =$$
$$= (A_1 + A_2 - A_3)\,\underline{q}_1 + 2A_1\underline{q}_2. \qquad (2.30)$$

Dacă se elimină $\underline{q}_2$ se determină:

$$\underline{q}_1 = \frac{2A_1(\underline{V}_1 - \underline{V}_3) - (A_1 + A_2 - A_3)\,(\underline{V}_2 - \underline{V}_3)}{4A_1A_2 - (A_1 + A_2 - A_3)^2} = \frac{[3A_1 + j\sqrt{3}\,(A_2 - A_3)]\,\underline{V}_1}{4A_1A_2 - (A_1 + A_2 - A_3)^2}, \qquad (2.31)$$

în care s-a ținut seama că:

$$\underline{V}_1 = V_1; \quad \underline{V}_2 = a^2 V_1; \quad \underline{V}_3 = a V_1.$$

De aici rezultă că:

$$\underline{C}_{10} = \frac{\underline{q}_1}{\underline{V}_1} = \frac{3A_1 + j\sqrt{3}(A_2 - A_3)}{4A_1A_2 - (A_1 + A_2 - A_3)^2}. \tag{2.32}$$

Datorită simetriei relațiilor determinate, expresiile capacităților $\underline{C}_{20}$ și $\underline{C}_{30}$ se obțin prin permutarea circulară a indicilor, adică:

$$\underline{C}_{20} = \frac{3A_2 + j\sqrt{3}(A_3 - A_1)}{4A_2A_3 - (A_2 + A_3 - A_1)^2}; \quad \underline{C}_{30} = \frac{3A_3 + j\sqrt{3}(A_1 - A_2)}{4A_1A_3 - (A_1 + A_3 - A_2)^2}. \tag{2.33}$$

Relațiile (2.32) și (2.33) arată că capacitățile conductoarelor unei linii trifazate reprezintă mărimi complexe, ceea ce înseamnă că sarcina fiecărui conductor nu este în fază cu potențialul său. Valorile absolute ale termenilor imaginari din expresiile capacităților sînt foarte mici în comparație cu cele ale termenilor reali, iar suma lor este nulă. Neglijînd acești termeni, capacitatea de funcționare a conductoarelor liniilor trifazate poate fi exprimată numai prin părțile reale ale expresiilor (2.32) și (2.33), adică:

$$\begin{aligned} C_{10} &= \frac{3A_1}{4A_1A_2 - (A_1 + A_2 - A_3)^2} = \frac{3A_1}{k}; \\ C_{20} &= \frac{3A_2}{4A_2A_3 - (A_2 + A_3 - A_1)^2} = \frac{3A_2}{k}; \\ C_{30} &= \frac{3A_3}{4A_1A_3 - (A_1 + A_3 - A_2)^2} = \frac{3A_3}{k}, \end{aligned} \tag{2.34}$$

în care s-a ținut seama că numitorul expresiei (2.32) nu-și schimbă valoarea prin permutări circulare, deoarece:

$$4A_1A_2 - (A_1 + A_2 - A_3)^2 = (A_1 + A_2 + A_3)^2 - (A_1^2 + A_2^2 + A_3^2) = k.$$

Dacă se explicitează termenii care intervin în relațiile (2.34) și se ține seama de (2.20) și (2.21), se obține:

$$A_1 = \frac{1}{2\pi\varepsilon\varepsilon_0}\left(\ln\frac{D_{23}}{r} + \ln\frac{\sqrt{4h_2h_3}}{d_{23'}}\right); \quad A_2 = \frac{1}{2\pi\varepsilon\varepsilon_0}\left(\ln\frac{D_{31}}{r} + \ln\frac{\sqrt{4h_3h_1}}{d_{31'}}\right);$$

$$A_3 = \frac{1}{2\pi\varepsilon\varepsilon_0}\left(\ln\frac{D_{12}}{r} + \ln\frac{\sqrt{4h_1h_2}}{d_{12'}}\right),$$

unde s-au folosit notațiile din figura 2.10.

În aceste expresii termenul al doilea, a cărui valoare este foarte mică, reprezintă influența pămîntului asupra capacității conductorului. Neglijarea acestuia conduce la o eroare de 2—3% în determinarea coeficientului A, valoare care scade cu cît linia este așezată la o înălțime mai mare față de pămînt. Rezultă că influența pămîntului modifică foarte puțin capacitatea conductorului (cu circa 1—2%), ceea ce permite ca în calcule să fie neglijată.

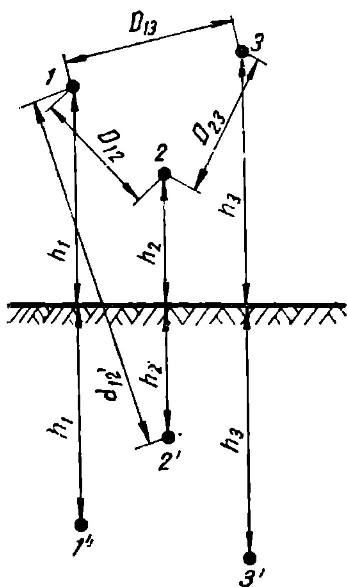


Fig. 2.10. Reprezentarea conductoarelor unei linii electrice trifazate la calculul capacităților.

Dacă pe linie se folosește transpunerea fazelor, atunci se poate lucra cu mediile geometrice ale distanțelor, în locul distanțelor reale, capacitatea determinîndu-se din media aritmetică:

$$C_0 = \frac{C_{10} + C_{20} + C_{30}}{3} =$$

$$= \frac{3}{k} \cdot \frac{A_1 + A_2 + A_3}{3} = \frac{3A}{k}, \qquad (2.35)$$

unde:

$$A = \frac{A_1 + A_2 + A_3}{3} = \frac{1}{2\pi\varepsilon\varepsilon_0} \ln \frac{\sqrt[3]{D_{12} \cdot D_{13} \cdot D_{23}}}{r} =$$

$$= \frac{1}{2\pi\varepsilon\varepsilon_0} \ln \frac{D_{med}}{r}.$$

Practic, se poate însă considera că:

$$A_1 \approx A_2 \approx A_3 \approx A \quad \text{și} \quad k = 3A^2.$$

Rezultă:

$$C_0 = \frac{1}{A} = \frac{2\pi\varepsilon\varepsilon_0}{\ln \dfrac{D_{med}}{r}} = \frac{0{,}0241}{\log \dfrac{D_{med}}{r}} \left[\frac{\mu F}{km}\right], \qquad (2.36)$$

unde s-a ținut seama de valoarea constantei dielectrice și s-a trecut la logaritmi zecimali.

Dacă conductoarele liniei sînt dispuse simetric, adică în vîrfurile unui triunghi echilateral, atunci relația (2.36) devine:

$$C_0 = \frac{0{,}0241}{\log \dfrac{D}{r}} \left[\frac{\mu F}{km}\right], \qquad (2.37)$$

unde s-a considerat $D_{12} = D_{13} = D_{23} = D$.

Relația (2.36) este folosită în mod curent pentru calculul capacității liniilor aeriene trifazate, deși ea dă o valoare aproximativă, deoarece consideră înălțimea conductoarelor deasupra pămîntului constantă și nu ține seama că în punctele de fixare ale acestora, apar capacități suplimentare datorită lanțurilor de izolatoare.

Aceeași relație este utilizată și pentru calculul capacităților specifice ale liniilor construite cu conductoare speciale. În aceste cazuri se vor considera următoarele raze echivalente:

— pentru conductoarele fasciculare — raza rezultată din relația $r_{ech} = \sqrt[n]{r_0 \cdot a_m^{n-1} \cdot n}$, în care mărimile introduse au aceeași specificație dată de relația (2.14);

— pentru conductoarele tubulare — raza exterioară a acestora.

Linia cu dublu circuit prezintă o capacitate de lucru puțin diferită de cea dată de relația (2.36) datorită influenței reciproce dintre cele două circuite. Această influență se poate determina cu ajutorul ecuațiilor lui Maxwell

pentru cele 6 conductoare, exprimînd potențialul acestora în funcție de sarcină. De menționat însă că liniile electrice cu dublu circuit se execută de obicei cu transpunerea conductoarelor și dispoziția simetrică a acestora. De aceea, influența reciprocă a celor două circuite este practic neglijabilă (1—2%) și, ca urmare, calculul capacităților acestora se poate face cu relația (2.36) ca și în cazul liniei simplu circuit.

Influența conductoarelor de protecție se manifestă în sensul creșterii într-o oarecare măsură a capacităților față de pămînt a conductoarelor active și reducerii capacităților mutuale dintre acestea. În general această influență se neglijează, ea fiind foarte mică.

În calculul liniilor electrice aeriene se indică orientativ următoarele valori ale capacității:

— pentru linii aeriene de 35—110 kV : $(8-10)\,10^{-3}\left[\frac{\mu F}{km}\right]$;

— pentru linii aeriene de 220—400 kV, care folosesc conductoare fasciculare, capacitatea poate crește cu 25—40%, față de cea a liniilor de 110 kV.

2.3.2. **Capacitatea liniilor electrice subterane.** Calculul capacităților de serviciu ale cablurilor se poate face cu aceeași metodă folosită la liniile electrice aeriene. De menționat însă că, în acest caz, precizia obținută va fi mai mică, deoarece distanța dintre conductoare este comparabilă cu diametrul acestora. De asemenea este absolut necesar să se țină seama și de influența cămășii de plumb, legată la pămînt, care se află foarte aproape de conductoare.

Calculele sînt dificile și implică anumite aproximații, deoarece nu se cunosc datele exacte cu privire la dimensiunile și la materialele folosite în construcția cablurilor. De aceea, la proiectarea liniilor electrice subterane se obișnuiește ca valorile capacităților de serviciu să fie luate din cataloagele date de fabricile constructoare.

În lipsa acestor date se pot prelimina următoarele valori medii ale capacităților de serviciu ale cablurilor:

— pentru cabluri de 10 kV și secțiunea de 70—95 mm²: 0,33 μF/km;
— pentru cabluri de 20—30 kV și secțiunea de 150 mm²: 0,28 μF/km.

2.3.3. **Efectul de compensare al liniilor electrice de înaltă tensiune.** Rezistența și reactanța inductivă a liniilor electrice produc pierderi de tensiune și de putere, care au ca rezultat micșorarea tensiunilor în diferite puncte dintr-o rețea și a randamentului instalațiilor electrice.

Capacitatea provoacă circulația de curenți capacitivi și, din această cauză, liniile electrice pot fi considerate ca generatoare de putere reactivă. În regim normal de funcționare a liniilor, circulația acestei puteri are ca efect îmbunătățirea nivelului de tensiune și compensarea factorului de putere al transportului, mai ales în cazul instalațiilor de înaltă și foarte înaltă tensiune (începînd cu tensiunea de 110 kV pentru liniile electrice aeriene și cu tensiunea de 10 kV pentru liniile în cabluri).

Puterea reactivă de compensare a liniilor electrice are valoarea dată de relația:

$$Q = \sqrt{3}UI_c = C\omega U^2,$$

unde:

U reprezintă tensiunea nominală;

I_c — curentul capacitiv al liniei determinat în ipoteza că tensiunea este constantă pe toată lungimea liniei;

ω — pulsația liniei la frecvența industrială.

Informativ, se indică următoarele valori medii ale puterilor reactive produse de liniile electrice aeriene de tensiuni înalte și foarte înalte:

— 3 Mvar pe 100 km la tensiunea de 110 kV;

— 13 Mvar pe 100 km la tensiunea de 220 kV;

— 55—60 Mvar pe 100 km la tensiunea de 400 kV.

În cazul liniilor electrice în cabluri, puterea reactivă generată este mult mai mare.

Astfel, puterea reactivă furnizată de un cablu de 18 km la 220 kV este de circa 60 Mvar. Rețelele subterane de medie tensiune (10—35 kV) produc puteri reactive de valori ridicate mai ales în cazul cînd lungimea lor este mare. Acest lucru are consecințe nefavorabile în cazul punerii la pămînt a fazelor ca urmare a curenților de punere la pămînt de valori ridicate.

Aplicația 2.3. Să se calculeze capacitatea specifică a liniei electrice aeriene de 220 kV care are o lungime de 100 km și fazele dispuse în plan orizontal. Raza conductorului este de 12,1 mm, iar distanța dintre ele de 7 400 mm. Pe linie se folosește transpunerea fazelor.

REZOLVARE

Se determină distanța medie geometrică corespunzătoare coronamentului liniei:

$$D_{med} = \sqrt[3]{D_{12} \cdot D_{13} \cdot D_{23}} = \sqrt[3]{7\,400 \cdot 7\,400 \cdot 14\,800} = 9\,320 \text{ mm}.$$

Capacitatea specifică se calculează cu ajutorul relației (2.36) și se obține:

$$C_0 = \frac{0{,}0241}{\log \frac{9\,320}{12{,}1}} = 8{,}56 \cdot 10^{-3} \left[\frac{\mu F}{km}\right].$$

Susceptanța capacitivă specifică a liniei este:

$$B_0 = \omega C_0 = 314 \cdot 8{,}56 \cdot 10^{-9} = 2{,}69 \cdot 10^{-6} \left[\frac{S}{km}\right] \quad \text{și}$$

$$Q = B_0 L U_n^2 = 13{,}1 \text{ [Mvar]}.$$

2.4. Conductanța liniilor electrice

2.4.1. **Conductanța liniilor electrice aeriene.** În afară de susceptanța capacitivă, între conductoarele unei linii electrice aeriene există totdeauna și o conductanță (perditanță), care este determinată de doi factori, și anume: scurgerile de curent prin izolație spre pămînt și descărcarea (efectul) corona.

Scurgerile de curent către pămînt se datoresc imperfecţiunii izolaţiei conductoarelor în punctele de fixare ale acestora pe stîlp. Ele sînt cu atît mai intense cu cît condiţiile meteorologice sînt mai nefavorabile.

În condiţii meteorologice favorabile (timp uscat), conductanţa liniilor determinată de imperfecţiunea izolaţiei variază în limitele de $2 \cdot 10^{-10}$ şi $2 \cdot 10^{-9}$ [S/km], ceea ce corespunde, în cazul tensiunilor înalte de 110—220 kV, unor pierderi de putere de ordinul zecilor de waţi. În condiţii meteorologice nefavorabile (ceaţă, ploaie) valoarea acestor pierderi creşte de 5—6 ori sau chiar mai mult, rămînînd totuşi neglijabile din punct de vedere al calculelor şi al exploatării.

În zone poluate, cînd pe izolatoarele liniilor electrice aeriene se depun particule bune conducătoare de electricitate, valoarea conductanţei creşte foarte mult, putînd atinge $2 \cdot 10^{-8} \ldots 4 \cdot 10^{-7}$ [S/km]. Totuşi, în calculul liniilor electrice, nici în aceste cazuri nu se ţine seama de conductanţă, deoarece se are în vedere utilizarea unor izolatoare care să nu favorizeze depunerile, iar în timpul exploatării acestea să fie curăţate.

Efectul corona reprezintă o descărcare autonomă incompletă, care apare în jurul conductoarelor sub forma unei coroane luminoase, cînd intensitatea cîmpului la suprafaţa acestora depăşeşte o valoare critică considerată aproximativ egală cu 21,1 kV/cm. Influenţa lui se manifestă atît asupra pierderilor de energie în reţele, cît şi asupra altor factori care influenţează funcţionarea liniilor.

Astfel, efectul corona corodează conductoarele, ceea ce produce, atunci cînd fenomenul este puternic, scurtarea duratei de funcţionare a acestora de 1,5—2 ori. Ca urmare el are importante consecinţe economice.

Efectul corona care apare pe conductoare şi pe izolatoare produce importante perturbaţii radiofonice. În reţelele cu neutrul legat la pămînt el poate produce armonici superioare, care deformează curba curentului şi măresc gradul de nesimetrie al acestuia, ceea ce are drept consecinţă intensificarea influenţei liniilor de energie asupra liniilor de telecomunicaţii.

Pentru reţeaua de energie efectul corona are însă şi un rol pozitiv, deoarece produce amortizarea undelor de supratensiune a căror valoare depăşeşte tensiunea critică a liniilor *.

Consideraţiile făcute arată că efectul corona trebuie să fie luat în consideraţie încă din faza de proiectare a liniilor electrice. În unele cazuri eliminarea lui nu întîmpină dificultăţi şi nu cere cheltuieli suplimentare prea mari. Uneori însă, în cazul unor tensiuni foarte înalte, pentru obţinerea acestui lucru este nevoie de cheltuieli suplimentare, determinate de creşterea secţiunii conductorului activ utilizat.

Factorul principal care impune eliminarea efectului corona este pierderea de energie electrică. În acest caz, evitarea efectului corona este legată de investiţii suplimentare, iar soluţia aleasă în proiectare rezultă din calcule tehnico-economice, cu ajutorul cărora se constată dacă economia de energie obţinută prin înlăturarea fenomenului justifică cheltuielile suplimentare.

Existenţa efectului corona pe o linie de înaltă tensiune se constată efectuînd calculul tensiunii critice de apariţie a acestuia.

* Tensiunea critică este tensiunea la care apare fenomenul corona.

Pentru liniile electrice trifazate cu conductoare dispuse în vîrfurile unui triunghi echilateral (dispunere simetrică), tensiunea critică se calculează cu relația:

$$U_{cr} = \sqrt{3}E_{cr} \cdot m_1 \cdot m_2 \cdot \delta \cdot r \cdot \ln \frac{D_{med}}{r}, \tag{2.38}$$

în care:

E_{cr} reprezintă intensitatea critică a cîmpului electric la care poate apărea efectul corona, considerată egală cu 21,1 kV/cm;

m_1 — coeficient numeric subunitar care ține seama de starea suprafeței conductorului, avînd valorile de: 0,93—0,95 pentru conductoare monofilare și de 0,80—0,87 pentru conductoare funie;

m_2 — coeficient numeric care ține seama de condițiile meteorologice avînd valoarea egală cu unitatea cînd timpul este uscat și frumos și de 0,8 cînd timpul este umed (ceață, ploaie, chiciură);

D_{med} — distanța medie geometrică dintre conductoare, în cm;

r — raza conductorului, în cm;

$\delta = \frac{3{,}92p}{273+t}$ — densitatea relativă a aerului;

p — presiunea, în cm Hg;

t — temperatura aerului, în °C.

Ținînd seama de intensitatea critică a cîmpului electric, de factorul de transformare a logaritmului natural în logaritm zecimal, precum și de faptul că pentru $p = 76$ cm Hg și $t = 25$°C densitatea relativă a aerului este egală cu unitatea, relația (2.38) se poate scrie sub forma:

$$U_{cr} = 84\, m_1 \cdot m_2 \cdot r \cdot \log \frac{D_{med}}{r}, \tag{2.39}$$

care poate fi aplicată și în cazul unor presiuni și temperaturi cu valori diferite de cele indicate mai sus, fără a comite erori importante.

Dacă tensiunea critică este mai mare decît tensiunea nominală a liniei ($U_{cr} > U_{nom}$), atunci efectul corona nu apare. În caz contrar, efectul corona apare și determină pierderi de putere care, pentru o dispunere simetrică a conductoarelor, se pot calcula cu formula dată de Peek:

$$\Delta P_{cor} = \frac{241}{\delta}(f + 25)\sqrt{\frac{r}{D_{med}}}(V - V_{cr})^2\, 10^{-5} \left[\frac{\text{kW}}{\text{km}}\right], \tag{2.40}$$

unde:

f este frecvența de lucru a rețelei, în Hz;

V și V_{cr} — tensiunile pe faze, de lucru și de apariție a efectului corona, în kV.

Pentru conductoare dispuse în același plan orizontal, s-a constatat că tensiunea critică de apariție a efectului corona, pentru cele trei faze, este diferită. Astfel pentru faza din mijloc ea este mai mică cu circa 4%, iar pentru cele extreme mai mare cu circa 6% față de tensiunea calculată cu relația (2.39). În acest caz, pierderile de putere se vor calcula separat pentru fiecare fază cu relația (2.40), introducînd tensiunile reale de apariție a efectului corona.

Relaţia (2.40) dă rezultate satisfăcătoare mai ales în cazul liniilor de energie cu tensiuni nominale mai mici decît 220 kV şi conductoare cu diametre corespunzătoare. La tensiuni superioare şi diametre mari, pentru calcularea pierderilor de putere se indică relaţia:

$$\Delta P_{cor} = \frac{2{,}22\left(f+\frac{60}{D_{med}}\right)(V-V_{cr})^2}{\ln\frac{D_{med}}{L_{med}}}\cdot 10^{-4} \approx \frac{\left(f+\frac{60}{D_{med}}\right)(V-V_{cr})^2\cdot 10^{-4}}{\log\frac{D_{med}}{L_{med}}}\left[\frac{\text{kW}}{\text{km}}\right], \quad (2.41)$$

unde

L_{med} reprezintă lungimea medie de deplasare a ionilor într-o jumătate de perioadă, determinată cu formula aproximativă:

$$L_{med} \approx 0{,}19\sqrt{\frac{rE_v}{f}}.$$

În această ultimă relaţie, E_v reprezintă intensitatea cîmpului electric a efectului corona vizibil, a cărui valoare este:

$$E_v = 21{,}1\, m_1 \cdot \delta\left(1+\frac{0{,}301}{\sqrt{r\cdot\delta}}\right),$$

unde:

m_1, δ, r au aceleaşi semnificaţii din relaţia (2.39).

Verificarea pierderilor de putere la efect corona trebuie efectuată începînd cu tensiunea de 110 kV. În anumite condiţii nefavorabile, efectul corona poate apărea pe conductoare la care diametrul minim este de 10,5 mm la tensiunea de 110 kV şi de 25 mm la 220 kV. Pentru tensiuni mai înalte eliminarea efectului corona impune folosirea conductoarelor cu diametre de minimum 50 mm, ceea ce reprezintă aproximativ o limită a posibilităţilor tehnologice de fabricare şi de montare. La astfel de diametre sau chiar la diametre mai reduse, efectul corona propriu-zis este precedat de efectul corona local, care începe la tensiuni cu 25—30% mai mici decît tensiunea critică. De aceea, în aceste cazuri se pot folosi conductoare fasciculare, care din punct de vedere al repartiţiei liniilor de cîmp electric se apropie de un conductor echivalent cu diametrul mai mare.

Dacă în calculul electric al unei linii este necesar să se ţină seama de rezistenţa efectivă corespunzătoare scurgerilor de curent şi pierderilor corona, atunci ea se va calcula cu relaţia:

$$R_c = \frac{U^2}{\Delta P_c}\,[\text{k}\Omega\cdot\text{km/fază}], \quad (2.42)$$

unde:

U este tensiunea de lucru, în kV;

ΔP_c — pierderile trifazate de putere datorită efectului corona şi scurgerilor de curent, în kW/km.

În general, rezistenţa R_c care ar trebui introdusă în schema echivalentă este foarte mare, ea fiind influenţată mult de condiţiile atmosferice. Ca medie anuală, pentru condiţiile atmosferice din Europa Centrală şi diferite tensiuni, se pot folosi estimativ valorile rezultate din figura 2.11, în limitele de dispersie indicate. Se menţionează că valorile inferioare se vor folosi pentru liniile electrice aeriene situate la mare altitudine şi în zone umede.

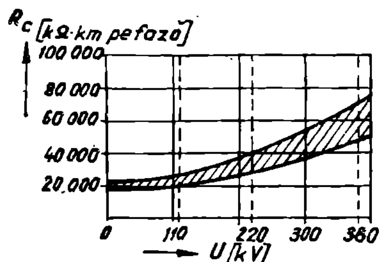


Fig. 2.11. Rezistența electrică datorită pierderilor corona și scurgerilor de curent.

2.4.2. **Conductanța liniilor electrice subterane.** Liniile electrice subterane de înaltă tensiune au pierderi de putere, produse din cauza fenomenelor de ionizare care se petrec în dielectricul cablurilor. Ele sînt caracterizate de tangenta unghiului de pierderi (tgδ), care reprezintă raportul dintre componenta activă și cea reactivă a curentului total și ale cărei valori, pentru cabluri de înaltă tensiune, sînt cuprinse în limitele de 0,002 și 0,008.

Pentru cabluri cu izolație de hîrtie impregnată, cu tensiuni nominale pînă la 35 kV, pierderile de putere sînt mici și de aceea nu se iau în considerare în calculul liniilor. Pentru liniile subterane de 110—220 kV, pierderile de putere în izolație pot atinge valori pînă la 10 kW/km de linie. În acest caz, în aprecierea rezistenței montată în derivație se poate folosi relația (2.43), ținînd seama de aceasta în schema electrică echivalentă a liniei respective.

Aplicația 2.4. Să se verifice efectul corona pentru o linie electrică trifazată de 220 kV care are conductoarele așezate în plan orizontal la o distanță de 550 cm între faze. Secțiunea conductoarelor este de 300 mm^2, iar diametrul acestora de 24,2 mm. Lungimea liniei este de 150 km, iar distanța medie geometrică dintre faze de 693 cm.

REZOLVARE

Tensiunea critică de apariție a efectului corona se va calcula pentru timp frumos și pentru timp ploios, considerînd mai întîi conductoarele dispuse în vîrfurile unui triunghi echilateral și acceptînd $m_1 = 0{,}83$; $m_2 = 1$ și $\delta = 1$. Aplicînd relația (2.39) rezultă:

$$U_{cr} = 84 \cdot 0{,}83 \cdot 1 \cdot 1{,}21 \log \frac{693}{1{,}21} = 234 \text{ kV} > 220 \text{ kV}.$$

Pe timp ploios se acceptă $m_1 = 0{,}85$, $m_2 = 0{,}8$ și $\delta = 1$ și se obține:

$$U'_{cr} = 84 \cdot 0{,}83 \cdot 0{,}8 \cdot 1 \cdot 1{,}21 \log \frac{693}{1{,}21} = 188 \text{ kV} < 220 \text{ kV}.$$

Conform celor indicate în cazul dispunerii conductoarelor în plan orizontal, tensiunea critică a conductoarelor extreme trebuie majorată cu 6%, iar pentru conductorul de mijloc — redusă cu 4%.

Rezultă pentru conductoarele extreme:

$$U_{cr_{1,3}} = 1{,}06 \cdot 234 = 248 \text{ kV} > 220 \text{ kV} \quad \text{și}$$
$$U'_{cr_{1,3}} = 1{,}06 \cdot 188 = 200 \text{ kV} < 220 \text{ kV}.$$

Pentru conductorul din mijloc rezultă:

$$U_{cr_2} = 0{,}96 \cdot 234 = 225 \text{ kV} > 220 \text{ kV} \quad \text{și}$$
$$U'_{cr_2} = 0{,}96 \cdot 188 = 180 \text{ kV} < 220 \text{ kV}.$$

Ca urmare a rezultatelor obţinute pe timp frumos, pierderile de putere prin efect corona se pot neglija, deoarece $U_{cr} > U_n$, în timp ce pe timp ploios este necesar să se determine aceste pierderi pe toate cele trei faze. Pentru calcule se aplică relaţia (2.40) şi se obţine:

— pentru conductoare extreme:

$$\Delta P_{cor_{1,3}} = 241\,(50 + 25)\sqrt{\frac{1,21}{693}}\,(133,5 - 115,5)^2 \cdot 150 \cdot 10^{-5} = 374\ \text{kW};$$

— pentru conductorul din mijloc:

$$\Delta P_{cor_2} = 241\,(50 + 25)\sqrt{\frac{1,21}{693}}\,(133,5 - 104)^2 \cdot 150 \cdot 10^{-5} = 1\,010\ \text{kW}.$$

Pierderile totale pe linie pe timp ploios datorită efectului corona sînt:

$$\Delta P_{cor} = 2 \cdot 374 + 1\,010 = 1\,758\ \text{kW}.$$

Conductanţa echivalentă a liniei sau rezistenţa echivalentă derivaţiei corespunzătoare efectului corona pe timp ploios se calculează cu relaţia (2.41) şi are valoarea:

$$G_c' = \frac{1\,758}{231^2} = 3,3 \cdot 10^{-2}\,[\mu\text{S}]$$

sau

$$g_c' = \frac{3,3}{150} \cdot 10^{-2} = 2,2 \cdot 10^{-4}\left[\frac{\mu\text{S}}{\text{km}}\right].$$

2.5. Schemele echivalente utilizate pentru calculul liniilor electrice

Parametrii calculaţi în subcapitolele 2.1—2.4 se pot considera ca fiind uniform repartizaţi pe toată lungimea liniilor. În acest caz, calculul electric se efectuează cu relaţii corespunzătoare (ecuaţiile liniilor lungi), care se utilizează mai ales pentru linii cu lungimi mari.

În practică însă, orice linie electrică aeriană de înaltă tensiune poate fi reprezentată prin schemele π sau T ale cuadripolilor echivalenţi, în care parametrii se consideră concentraţi. Aceste scheme se folosesc cu rezultate satisfăcătoare atît pentru linii electrice cu tensiuni de 110 kV şi lungimi mai mici decît 150 km, cît şi pentru linii cu tensiuni de 220 kV şi lungimi mai mici decît 250 km. În cazul unor lungimi mai mari, pentru utilizarea lor se recomandă introducerea unor coeficienţi de corecţie ai parametrilor liniilor care se calculează cu anumite relaţii.

În figura 2.12 sînt indicate schemele echivalente π sau T, în care parametrii transversali (capacitatea şi conductanţa), respectiv cei longitudinali (rezistenţa şi inductanţa) au fost repartizaţi în mod egal la intrarea şi la ieşirea din cuadripoli.

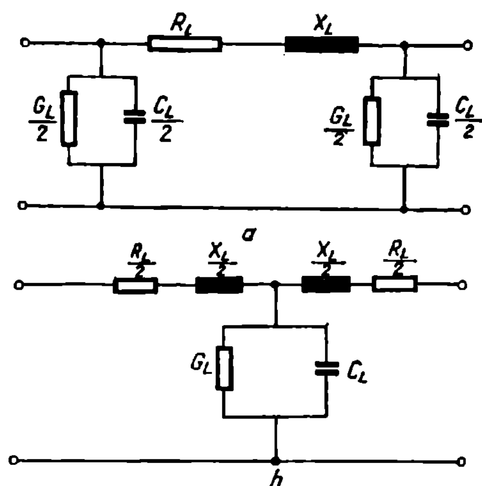


Fig. 2.12. Schemele echivalente de substituire a liniilor electrice:

a — schema π; *b* — schema *T*.

Diferiţii parametri ai schemelor echivalente capătă o importanţă deosebită după tensiunea nominală şi rolul pe care-l are linia electrică considerată. Astfel, în cazul liniilor electrice aeriene de joasă tensiune, rolul preponderent îl are numai rezistenţa, în timp ce ceilalţi parametri se pot neglija. Pentru liniile electrice de medie tensiune pînă la 35 kV, trebuie să se ţină seama, în primul rînd, de inductanţă şi apoi de rezistenţă, în timp ce perditanţa şi susceptanţa capacitivă se pot încă neglija. Ca urmare, în aceste situaţii ele se pot substitui prin schema echivalentă a unui dipol determinat numai prin parametrii longitudinali.

Pentru liniile electrice cu tensiuni nominale mai mari decît 35 kV, se vor lua în consideraţie, în primul rînd, inductanţa şi capacitatea şi apoi rezistenţa, în timp ce conductanţa se poate neglija, chiar din condiţiile de proiectare.

În cazul liniilor cu două circuite apar influenţe reciproce. În regim normal de funcţionare, efectul acestor influenţe este foarte redus şi ca urmare se poate neglija, considerînd în schema echivalentă impedanţa şi admitanţa rezultante ale celor două circuite paralele cu parametri identici.

Capitolul 3

PARAMETRII ŞI SCHEMELE ECHIVALENTE ALE TRANSFORMATOARELOR ELECTRICE

Transformatorul electric este un dispozitiv electromagnetic static care serveşte la transformarea parametrilor (curent, tensiune, număr de faze) energiei de curent alternativ, menţinînd neschimbată frecvenţa mărimilor alternative.

În reţelele electrice, transformatoarele sînt destinate pentru transformarea valorii tensiunii şi curentului în procesele de transport şi de distribuţie a energiei; în acest caz, ele poartă denumirea de transformatoare de putere sau de forţă.

Tipurile de transformatoare care se folosesc sînt următoarele:

— *trifazate*, cu două sau cu trei înfăşurări care permit interconectarea simultană a două sau trei reţele electrice de tensiuni diferite;

— *monofazate*, cu două sau trei înfăşurări, montate în grupuri de cîte trei, utilizate mai ales în cazul unor puteri trifazate pe unitate mai mari decît 60 MVA;

— *autotransformatoare*, care se folosesc pentru transformarea tensiunii în limite reduse (rapoarte de transformare apropiate de unitate).

Determinarea parametrilor electrici ai înfăşurării unui transformator impune cunoaşterea următoarelor date caracteristice, reieşite din încercările experimentale şi prevăzute în standarde: pierderile de putere în cupru, tensiunea de scurtcircuit, pierderile de putere în fier şi curentul de magnetizare. De aceste patru mărimi sînt legate rezistenţa, reactanţa, conductanţa şi susceptanţa înfăşurărilor transformatoarelor.

3.1. Transformatorul cu două înfăşurări

a. Rezistenţa echivalentă a transformatorului cu două înfăşurări se determină scriind expresia pierderilor trifazate de putere în cupru, la sarcina nominală a acestuia, adică:

$$\Delta P_{Cu} = 3R_T I_n^2,$$

din care reiese:

$$R_T = \frac{\Delta P_{Cu}}{3I_n^2} = \Delta P_{Cu} \frac{U_n^2}{S_n^2} 10^3 [\Omega], \tag{3.1}$$

unde pentru a se obţine rezistenţa în ohmi, se consideră pierderile în cupru în kW, tensiunea nominală în kV şi puterea nominală în kVA.

b. Reactanţa echivalentă a transformatorului se determină folosind tensiunea de scurtcircuit, care este dată în procente din tensiunea nominală. Ţinînd seama că:

$$U_{sc} = \frac{u_{sc}}{100} \cdot \frac{U_n}{\sqrt{3}} = Z_T \cdot I_n,$$

rezultă:

$$Z_T = \frac{u_{sc}}{100} \cdot \frac{U_n^2}{S_n} [\Omega], \quad (3.2)$$

unde pentru a se obține impedanța echivalentă de scurtcircuit a transformatorului în ohmi, se consideră tensiunea nominală în kV și puterea nominală în MVA.

Cunoscînd impedanța și rezistența transformatoarelor se poate determina reactanța inductivă:

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2}. \quad (3.3)$$

La transformatoarele de puteri mari, rezistența înfășurărilor este mult mai mică decît impedanța, astfel încît relația (3.3) poate fi pusă sub forma aproximativă:

$$X_T \approx Z_T - \frac{R_T^2}{2Z_T} \approx Z_T, \quad (3.4)$$

care arată că reactanța echivalentă poate fi calculată cu relația (3.2).

c. Conductanța echivalentă a transformatorului se calculează în funcție de pierderile de putere trifazate în fierul transformatorului, exprimate prin relația generală:

$$\Delta P_{Fe} = G_T \cdot U_n^2,$$

de unde reiese că:

$$G_T = \frac{\Delta P_{Fe}}{U_n^2} \cdot 10^{-3} [S], \quad (3.5)$$

în care pierderile sînt exprimate în kW și tensiunea nominală în kV.

d. Susceptanța echivalentă a transformatorului se calculează în funcție de pierderile de putere reactivă în fierul transformatorului (puterea de magnetizare), adică:

$$\Delta Q_{Fe} = B_T \cdot U_n^2,$$

de unde reiese că:

$$B_T = \frac{\Delta Q_{Fe}}{U_n^2} \cdot 10^{-3} [S]. \quad (3.6)$$

În cataloagele de transformatoare, fabricile constructoare nu indică puterea reactivă de magnetizare, ci curentul de mers în gol, exprimat în procente din curentul nominal. Ca urmare, se poate calcula numai modulul admitanței totale echivalente, adică:

$$Y_T = \frac{I_0}{U_n} = \frac{i_0}{100} \cdot \frac{S_n}{U_n^2} \cdot 10^{-3} [S], \quad (3.7)$$

unde puterea nominală este considerată în kVA și tensiunea nominală în kV.

Susceptanța echivalentă a transformatorului reiese din relația:

$$B_T = \sqrt{Y_T^2 - G_T^2}$$

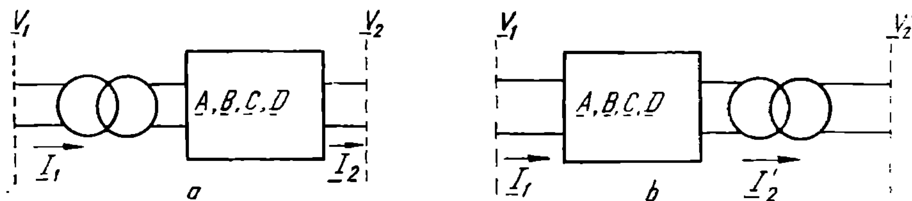


Fig. 3.1. Reprezentarea transformatorului cu două înfăşurări:
a — cu elemente raportate la tensiunea secundară; *b* — cu elemente raportate la tensiunea primară.

care, în cazul transformatoarelor curent folosite în reţelele electrice, devine:

$$B_T \approx Y_T - \frac{G_T^2}{2Y_T} \approx Y_T, \qquad (3.8)$$

adică se poate identifica cu admitanţa.

e. Schema echivalentă a transformatorului cu două înfăşurări, care presupune un anumit mod de conectare a celor patru parametri, se poate reprezenta printr-un cuadripol, montat în serie cu un transformator perfect (ideal), fără pierderi active şi reactive, al cărui rol este numai de a multiplica tensiunea printr-un factor constant *k* egal cu raportul de transformare la mers în gol. În acest mod, toate elementele cuadripolului sînt raportate la aceeaşi tensiune care este tensiunea secundară, dacă cuadripolul este conectat la secundarul transformatorului perfect (fig. 3.1, *a*) sau la tensiunea primară, dacă cuadripolul este conectat la primarul aceluiaşi transformator (fig. 3.1, *b*).

Coeficienţii A, B, C, D ai acestui cuadripol nu sînt aceiaşi în cele două cazuri, însă se arată uşor că ambele reprezentări conduc la aceleaşi rezultate şi că pentru un acelaşi regim primar se obţine $V_2 = V_2'$ şi $I_2 = I_2'$.

Reprezentarea cuadripolului din figura 3.1 se poate face prin mai multe scheme echivalente. Cea mai comodă de aplicat în calculul electric este schema echivalentă * Γ, dată în figura 3.2, în care transformatorul este înlocuit printr-o impedanţă în serie $\underline{Z}$, corespunzătoare impedanţei măsurate în scurtcircuit şi o admitanţă $\underline{Y}$, conectată în derivaţie care ţine seama de curentul activ şi de curentul de magnetizare absorbit la funcţionarea în gol.

Pentru schema echivalentă dată, ecuaţiile de funcţionare sînt:

$$\underline{V}_1 = \underline{V}_2 + \underline{Z}\underline{I}_2;\ \underline{I}_1 = \underline{I}_0 + \underline{I}_2 = \underline{Y}\underline{V}_2 + (1 + \underline{Z}\underline{Y})\,\underline{I}_2, \qquad (3.9)$$

din care reies valorile coeficienţilor cuadripolului echivalent:

$$\underline{A} = 1;\ \underline{B} = \underline{Z};\ \underline{C} = \underline{Y} \text{ şi}$$
$$\underline{D} = (1 + \underline{Z}\underline{Y}).$$

În cazul cînd se neglijează rezistenţa înfăşurărilor şi efectele curentului de mers în gol, transformatorul se poate înlocui numai printr-o reactanţă corespunzătoare fluxului de scăpări.

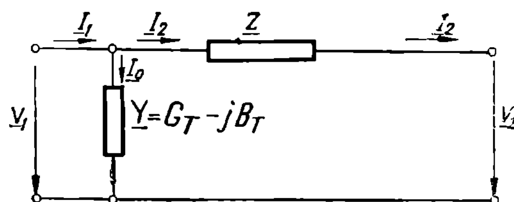


Fig. 3.2. Schema echivalentă a transformatorului cu două înfăşurări.

* În afara schemei echivalente Γ se pot utiliza şi schemele echivalente π sau *T* indicate în cazul liniilor electrice.

3.2. Transformatorul cu trei înfăşurări

Transformatorul cu trei înfăşurări permite alimentarea sau interconectarea simultană a trei reţele cu tensiuni diferite. Parametrii echivalenţi ai acestuia se determină folosindu-se aceleaşi elemente caracteristice reieşite din încercările experimentale în scurtcircuit şi în gol, care sînt date în cataloagele cu transformatoarele respective. Pentru calculul lor este necesar să se facă precizări care privesc puterea nominală a fiecărei înfăşurări (v. tab. 3.1). Din acest punct de vedere, conform standardelor, există în general * trei tipuri de transformatoare cu trei înfăşurări: primul, cu raportul puterilor înfăşurărilor 100/100/100%, al doilea cu raportul de 100/100/67% sau 100/67/100% şi al treilea cu raportul de 100/67/67%.

Tabela 3.1

Tipuri de transformatoare cu trei înfăşurări

Tipul transformatorului	Puterea nominală a fiecărei înfăşurări, în procente din puterea nominală a transformatorului		
	Înaltă tensiune	Medie tensiune	Joasă tensiune
I	100	100	100
II	100 100	100 67	67 100
III	100	67	67

a. *Rezistenţa echivalentă a înfăşurărilor*, în cazul primului tip, este aceeaşi pe cele trei înfăşurări şi se determină în funcţie de pierderile în cupru, indicate în cataloage, pentru situaţia în care două înfăşurări sînt încărcate la puterea lor nominală, iar cea de-a treia funcţionează în gol, adică:

$$\Delta P_{Cu} = 6R_T I_n^2,$$

din care reiese că:

$$R_T = \Delta P_{Cu} \cdot \frac{U_n^2}{2S_n^2} 10^3 [\Omega], \qquad (3.10)$$

unde unităţile de măsură considerate pentru pierderile în cupru, tensiunea nominală şi puterea nominală sînt aceleaşi ca în cazul relaţiei 3.1.

Pentru transformatoarele de tipul al doilea, ţinînd seama că puterile nominale ale fiecărei înfăşurări sînt invers proporţionale cu rezistenţele, rezultă că:

$$R_1 = R_2 = R_T \text{ şi } R_3 = 1{,}5\, R_T.$$

Dacă se consideră că pierderile în cupru sînt date pentru cazul cînd sarcina înfăşurării primare se repartizează în mod egal pe celelalte două, se determină:

$$\Delta P_{Cu} = 3[R_T I_n^2 + R_T(0{,}5I_n)^2 + 1{,}5R_T(0{,}5I_n)^2] = 4{,}875\, R_T \cdot I_n^2$$

* Se pot construi şi transformatoare cu trei înfăşurări cu caracteristici diferite de cele prezentate în tabela 3.1.

şi

$$R_T = \Delta P_{Cu} \cdot \frac{U_n^2}{1{,}625\, S_n^2} \cdot 10^3\,[\Omega]. \qquad (3.11)$$

În cazul transformatoarelor de tipul al treilea, rezultă că:

$$R_2 = R_3 = 1{,}5\, R_T,$$

unde R_T reprezintă rezistența înfăşurării primare R_1.

Dacă pierderile în cupru sînt date pentru o încărcare completă a înfăşurării de medie tensiune, adică de 67% din puterea nominală şi de 33% din puterea nominală pentru înfăşurarea de joasă tensiune, se determină:

$$\Delta P_{Cu} = 3R_T[I_n^2 + 1{,}5(0{,}67 I_n)^2 + 1{,}5(0{,}33 I_n)^2] = 5{,}49\, R_T I_n^2$$

şi:

$$R_T = R_1 = \Delta P_{Cu} \cdot \frac{U_n^2}{1{,}83\, S_n^2} 10^3\,[\Omega]. \qquad (3.12)$$

În cazul cînd pierderile în cupru sînt date pentru o încărcare egală a ambelor înfăşurări rezultă:

$$\Delta P_{Cu} = 3R_T[I_n^2 + 1{,}5(0{,}5 I_n)^2 \cdot 2] = 5{,}25\, R_T I_n^2$$

$$R_T = R_1 = \Delta P_{Cu} \frac{U_n^2}{1{,}75\, S_n^2} \cdot 10^3\,[\Omega]. \qquad (3.13)$$

b. Reactanța echivalentă a înfăşurărilor se determină folosind tensiunile de scurtcircuit indicate în cataloagele cu caracteristici ale transformatoarelor, care se consideră aproximativ egale cu căderile de tensiune reactive. Deoarece tensiunile de scurtcircuit sînt date pentru fiecare pereche de înfăşurări, cea de-a treia fiind totdeauna în gol, se poate scrie prin analogie cu (3.2) că:

$$Z_{12} = \frac{u_{12}}{100} \cdot \frac{U_n^2}{S_n};\quad Z_{13} = \frac{u_{13}}{100} \cdot \frac{U_n^2}{S_n};\quad Z_{23} = \frac{u_{23}}{100} \cdot \frac{U_n^2}{S_n},$$

în care u_{12}, u_{13} şi u_{23} reprezintă tensiunile de scurtcircuit procentuale, corespunzătoare perechilor de înfăşurări, înaltă-medie tensiune (*1—2*), înaltă-joasă tensiune (*1—3*) şi medie-joasă tensiune (*2—3*).

Pentru transformatoarele folosite curent în rețelele electrice, prin analogie cu (3.4) rezultă:

$$X_{12} \approx Z_{12};\; X_{13} \approx Z_{13};\; X_{23} \approx Z_{23}.$$

Ținînd seama că:

$$X_{12} = X_1 + X_2;\; X_{13} = X_1 + X_3;\; X_{23} = X_2 + X_3 \qquad (3.14)$$

se deduce, din rezolvarea acestui sistem de ecuații, reactanța de scăpări a fiecărei înfăşurări, după cum urmează:

$$X_1 = \frac{X_{12} + X_{13} - X_{23}}{2};\; X_2 = \frac{X_{23} + X_{21} - X_{31}}{2};\; X_3 = \frac{X_{31} + X_{32} - X_{12}}{2}. \qquad (3.15)$$

c. Conductanțele şi susceptanțele transformatoarelor cu trei înfăşurări se determină ca şi acelea ale transformatoarelor cu două înfăşurări.

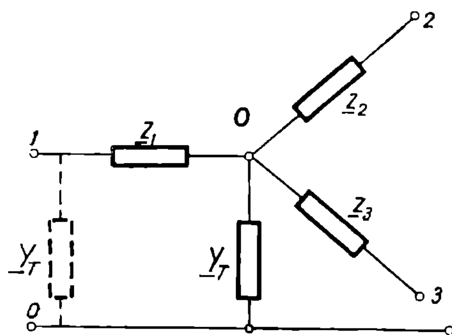


Fig. 3.3. Schema echivalentă a transformatorului cu trei înfăşurări.

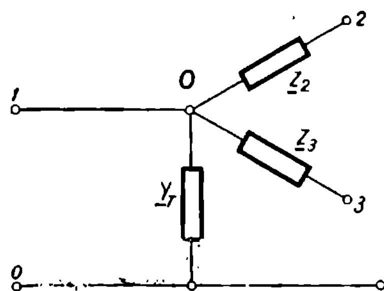


Fig. 3.4. Schema echivalentă a transformatorului cu trei înfăşurări, cu înfăşurarea de înaltă tensiune situată între celelalte două înfăşurări.

d. Schema echivalentă a transformatorului cu trei înfăşurări se poate reprezenta printr-o stea cu trei ramuri, în care fiecare ramură corespunde unei înfăşurări. Ea se completează cu o admitanţă corespunzătoare curentului de mers în gol conectată în derivaţie, fie pe partea primară (partea notată punctat în fig. 3.3), fie în nodul *O*.

La transformatoarele de construcţie curentă, înfăşurarea de înaltă tensiune este dispusă la exterior, în timp ce înfăşurarea de joasă tensiune — lîngă miezul magnetic. În aceste condiţii, fluxul de scăpări între terţiar şi primar este sensibil egal cu suma fluxurilor de scăpări dintre terţiar şi secundar şi dintre secundar şi primar. Ca urmare, reactanţa X_2 a ramurii secundare este foarte mică şi în schema echivalentă din figura 3.3 poate lipsi.

Este suficient ca dispunerea înfăşurărilor pe miezul magnetic să se schimbe şi schema echivalentă să nu mai fie aceeaşi. Astfel, dacă se schimbă între ele poziţia înfăşurărilor de medie şi de înaltă tensiune, schema echivalentă este cea din figura 3.4, în care Z_1, practic se poate neglija. O astfel de dispunere are însă dezavantajul esenţial că măreşte costul transformatorului din cauza suplimentului de izolaţie pe care-l necesită.

Aceste două moduri de dispunere a înfăşurărilor nu sînt singurele posibile, ci există şi altele. De exemplu, una dintre înfăşurări poate fi formată din două straturi concentrice, în interiorul cărora se află o altă înfăşurare. În acest fel nici una din cele trei reactanţe nu este forţat nulă.

3.3. Conexiunile transformatoarelor trifazate

Conexiunile transformatoarelor trifazate indică modul în care trebuie conectate fazele a două înfăşurări. Ele pot fi: stea, triunghi şi zigzag. Convenţional, se acceptă simbolurile *Y* şi *y* pentru conexiunea stea, *D* şi *d* pentru conexiunea triunghi şi *z* pentru conexiunea zigzag. Literele mari se utilizează pentru înfăşurarea de înaltă tensiune, iar cele mici pentru cea de joasă tensiune. În cazul transformatorului cu trei înfăşurări, conexiunea înfăşurării de medie tensiune este reprezentată prin literă mică ca şi conexiunea înfăşurării de joasă tensiune.

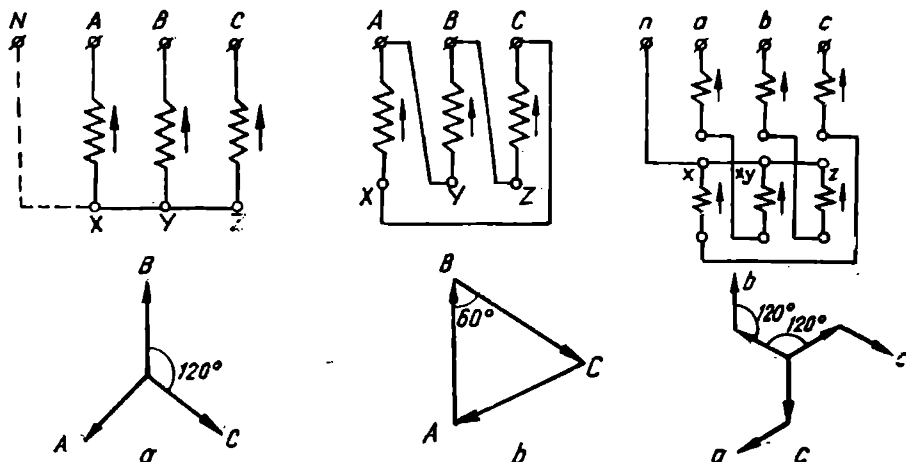


Fig. 3.5. Schemele şi diagramele conexiunilor transformatoarelor trifazate.

Cînd una dintre înfăşurări are nulul scos (accesibil) la borna de nul, la simbolul respectiv se adaugă indicile o (Y_0, y_0, z_0).

În figura 3.5 se indică cele trei conexiuni ale transformatoarelor trifazate, împreună cu diagramele fazoriale ale tensiunilor, obţinute pentru fiecare caz în parte. În această figură s-au făcut următoarele notaţii:

a. Începuturile înfăşurărilor de înaltă tensiune corespund notaţiilor cu literele majuscule A, B, C, iar sfîrşiturile corespund notaţiilor X, Y, Z. Marcarea înfăşurărilor de joasă tensiune se face cu litere mici, şi anume cu a, b, c pentru începuturi şi cu x, y, z pentru sfîrşituri. În cazul transformatoarelor cu trei înfăşurări începuturile înfăşurărilor de medie tensiune se notează cu A_m, B_m, C_m, iar sfîrşiturile cu X_m, Y_m, Z_m. Literele N, N_m şi n sînt destinate marcării bornei de nul la conexiunea stea sau zigzag, pentru înfăşurările de înaltă, medie şi joasă tensiune.

Aceste notaţii sînt făcute pe capacul cuvei transformatoarelor unde sînt scoase bornele înfăşurărilor, a căror dispoziţie este indicată în figura 3.6. Regula de dispunere a bornelor este următoarea: la transformatorul privit dinspre partea de înaltă tensiune bornele se succed de la stînga la dreapta în ordinea $A - X$, $A_m - X_m$, $a - x$ pentru transformatoarele monofazate şi în ordinea $N - A - B - C$, $N_m - A_m - B_m - C_m$, $n - a - b - c$, pentru transformatoarele trifazate. Cunoaşterea acestor notaţii are o importanţă deosebită pentru conectarea corectă în paralel a mai multor transformatoare.

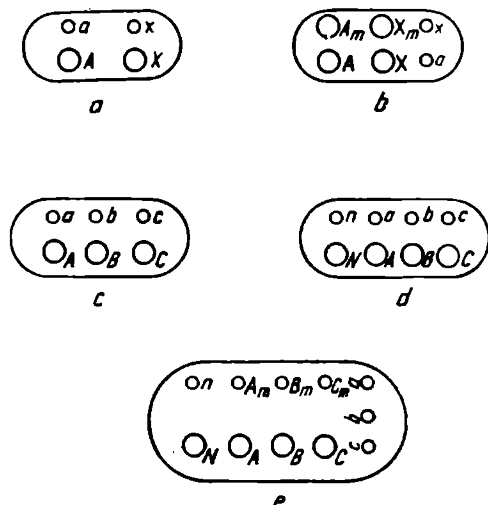


Fig. 3.6. Dispoziţia bornelor pe capacul cuvei transformatorului.

b. Conexiunea zigzag reprezintă o variantă a conexiunii stea, în care înfășurarea de pe fiecare fază se împarte în două jumătăți, care se așază pe coloane diferite și se leagă în serie în sens invers; ansamblul celor trei înfășurări se grupează apoi în stea.

Conform diagramei fazoriale, se realizează o tensiune egală cu $\frac{\sqrt{3}}{2}$ din cea obținută la conexiunea stea, ceea ce duce la o utilizare mai slabă a materialului. De aceea, această conexiune se realizează mai rar și se utilizează mai ales pentru înfășurările de joasă tensiune ale transformatoarelor de putere mică (pînă la 100 kVA), utilizate în distribuția de energie electrică cu fir neutru și sarcini dezechilibrate (în special pentru iluminat).

3.4. Grupe de conexiuni ale transformatoarelor folosite în distribuția energiei electrice

Pentru funcționarea în paralel a transformatoarelor este necesară îndeplinirea următoarelor condiții:

— să aibă aceleași tensiuni nominale primare și secundare (în limita anumitor toleranțe);

— să aibă raportul puterilor nominale mai mic decît 3/1;

— să aibă aceeași grupă de conexiuni.

Grupa de conexiuni indică, pe lîngă modul de conectare a fazelor a două înfășurări ale unui transformator, și defazajul dintre tensiunile primare și secundare ale bornelor omoloage. Acest defazaj este reprezentat printr-un indice numeric, care arată cu ce multiplu de 30° este defazat în urmă fazorul de tensiune joasă (rotație anterioară a fazelor), față de fazorul de tensiune înaltă al bornei de același nume (omoloage).

Dacă se consideră, de exemplu, transformatorul monofazat, se constată că la notarea bornelor ca în figura 3.7, *a* ambele înfășurări au același sens de înfășurare și, ca urmare, se obține grupa de conexiuni zero. Dacă se modifică sensul de înfășurare sau se inversează notațiile bornelor la una din înfășurări, ca în figura 3.7, *b* defazajul dintre cele două tensiuni este de 180°, iar indicele numeric corespunzător grupei de conexiuni este de $180°/30° = 6$.

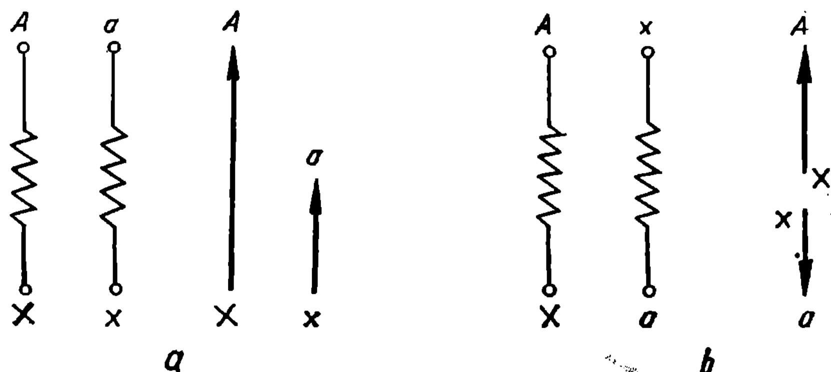


Fig. 3.7. Transformator monofazat:
a — cu grupa de conexiuni 0; *b* — cu grupa de conexiuni 6.

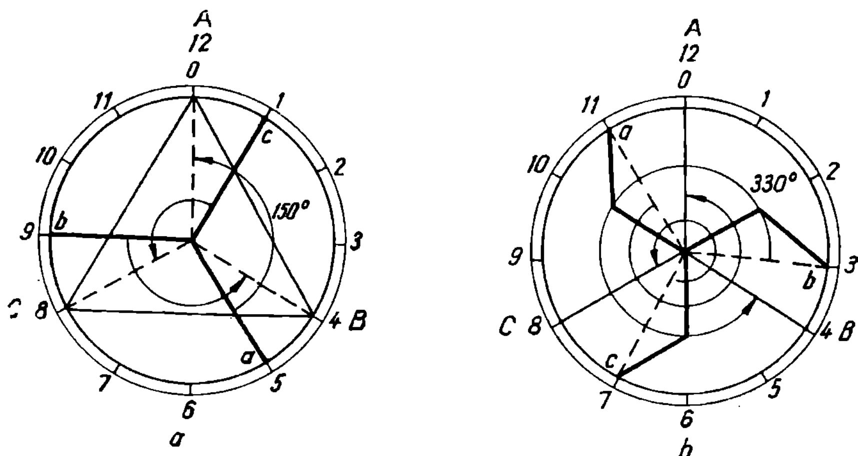


Fig. 3.8. Determinarea indicelui numeric al grupei de conexiuni:
a — grupa de conexiuni *Dy*—5; *b* — grupa de conexiuni *Yz*—11.

În figura 3.8 se determină indicele numeric al grupelor de conexiuni *Dy* şi *Yz*, pentru transformatoarele trifazate.

În primul caz, înfăşurarea de înaltă tensiune este conectată în triunghi, iar cea de joasă tensiune în stea, avînd neutrul izolat. Unghiul de defazaj dintre tensiunile de fază *A*-0, *B*-0, *C*-0 şi *a*-0, *b*-0, *c*-0 este de 150°, care determină un indice numeric a cărui valoare este 150°/30° = 5.

În al doilea caz, înfăşurarea de înaltă tensiune este conectată în stea, iar cea de joasă tensiune în zigzag. Unghiul de defazaj dintre tensiunile de fază corespunzătoare este de 330°, iar indicele numeric 330°/30° = 11.

Dintre toate combinaţiile posibile, standardele prevăd utilizarea a numai 7 scheme de conexiuni pentru transformatoarele trifazate, care aparţin grupelor 0, 11 şi 5. Acestea sînt indicate în tabela 3.2 şi acoperă, de fapt, toate utilizările transformatoarelor în reţelele electrice şi toate grupele de conexiuni

Tabela 3.2

Schemele de conexiuni prevăzute de STAS 1703-67 pentru transformatoarele trifazate

Simbol	Diagrama de fazori — tensiunea înaltă	Diagrama de fazori — tensiunea joasă	Schema de conexiuni — tensiunea înaltă	Schema de conexiuni — tensiunea joasă	Domeniul de utilizare
Yy—0	B, A, C	b, a, c	A B C	a b c	Transformatoare coborîtoare pentru distribuţie de putere. Transformatoare ridicătoare

Simbol	Diagrama de fazori — tensiunea înaltă	Diagrama de fazori — tensiunea joasă	Schema de conexiuni — tensiunea înaltă	Schema de conexiuni — tensiunea joasă	Domeniu de utilizare
Dy—11	B, A, C	b, c, a	A B C	a b c	Transformatoare coborîtoare pentru distribuție de iluminat. Conductorul neutru se poate încărca 100%
Yd—11	B, A, C	b, c, a	A B C	a b c	Transformatoare ridicătoare pentru centrale și stații electrice
Yz—11	B, A, C	b, c, a	A B C	a b c	Același domeniu de utilizare ca la conexiunea *Dy*—11, dar la puteri nominale pînă la 100 kVA
Dy—5	B, A, C	a, c, b	A B C	a b c	Același domeniu de utilizare ca la conexiunea *Dy*—11
Yd—5	B, A, C	a, c, b	A B C	a b c	Același domeniu de utilizare ca la conexiunea *Yd*—11
Yz—5	B, A, C	a, c, b	A B C	a b c	Același domeniu de utilizare ca la conexiunea *Yz*—11

posibile. Într-adevăr, prin permutarea circulară a notaţiilor bornelor unei înfăşurări, se pot realiza încă două grupe de conexiuni (de exemplu, din 0 rezultă 4 şi 8). Grupa 5 poate fi de fapt obţinută din grupa 11 prin inversarea a două borne, datorită cărui fapt aceste două grupe de transformatoare pot funcţiona în paralel, dacă sînt asigurate şi celelalte condiţii şi dacă, legarea bornelor celor două transformatoare este făcută în una din cele trei variante indicate în tabela 3.3.

Tabela 3.3

Variante de legare a bornelor transformatoarelor cu diferite grupe de conexiuni

Grupa de conexiuni			Tensiunea	
			Înaltă	Joasă
Dy—5 *Dy*—11	*Yd*—5 *Yd*—11	*Yz*—5 *Yz*—11	*ABC* *ABC*	*abc* *cba*
Dy—5 *Dy*—11	*Yd*—5 *Yd*—11	*Yz*—5 *Yz*—11	*ABC* *CBA*	*abc* *bac*
Dy—5 *Dy*—11	*Yd*—5 *Yd*—11	*Yz*—5 *Yz*—11	*ABC* *BAC*	*abc* *acb*

Aplicaţia 3.1. Să se determine parametrii unui transformator trifazat cu două înfăşurări de 110/11 kV şi 20 000 kVA, care are pierderile la scurtcircuit $\Delta P_{Cu} = 163$ kW, pierderile la mersul în gol $\Delta P_{Fe} = 60$ kW, tensiunea de scurtcircuit $u_{sc} = 10{,}5\%$ şi curentul de mers în gol $i_0 = 3\%$.

REZOLVARE

Aplicînd relaţiile corespunzătoare se obţin următoarele rezultate:

$$R_T = 163 \cdot \frac{110^2 \cdot 10^3}{20\,000^2} = 4{,}93\ \Omega;$$

$$X_T = \frac{10{,}5}{100} \cdot \frac{110^2}{20} = 63{,}5\ \Omega; \qquad G_T = \frac{60}{110^2} \cdot 10^{-3} = 0{,}5 \cdot 10^{-6}\ \mathrm{S};$$

$$B_T = \frac{3 \cdot 20\,000}{110^2 \cdot 10^5} = 4{,}92 \cdot 10^{-5}\ \mathrm{S}.$$

Apicaţia 3.2. Să se determine parametrii unui transformator trifazat cu trei înfăşurări de 110/38,5/11 kV şi 40 500 kVA, de tipul al treilea (100%—66,7%—66,7%). Pierderile la mersul în scurtcircuit sînt de 305 kW, pierderile în fierul transformatorului la mersul în gol de 145 kW, curentul de mers în gol de 4%, iar tensiunile de scurtcircuit ale înfăşurărilor $u_{12} = 17\%$, $u_{13} = 10{,}5\%$ şi $u_{23} = 6\%$. Parametrii transformatorului se vor raporta la tensiunea de 110 kV.

REZOLVARE

În cazul transformatorului de tipul al treilea rezistențele înfășurărilor a doua și a treia sînt cu 50% mai mari decît rezistența primei înfășurări. Aplicînd relațiile corespunzătoare se obțin următoarele rezultate:

$$R_T = \frac{305 \cdot 110^2 \cdot 10^3}{1{,}83 \cdot 40\,500^2} = 1{,}22\ \Omega; \quad R_2 = R_3 = 1{,}5\, R_T = 1{,}83\ \Omega;$$

$$X_{12} = \frac{17}{100} \cdot \frac{110^2}{40{,}5} = 51\ \Omega; \quad X_1 = \frac{51 + 31{,}5 - 18}{2} = 31{,}25\ \Omega;$$

$$X_{13} = \frac{10{,}5}{100} \cdot \frac{110^2}{40{,}5} = 31{,}5\ \Omega; \quad X_2 = \frac{18 + 51 - 31{,}5}{2} = 18{,}75\ \Omega;$$

$$X_{23} = \frac{6}{100} \cdot \frac{110^2}{40{,}5} = 18\ \Omega; \quad X_3 = \frac{31{,}5 + 18 - 51}{2} = 0{,}75\ \Omega;$$

$$G_T = \frac{145}{110^2 \cdot 10^3} = 12 \cdot 10^{-6}\ \mathrm{S}; \quad B_T = \frac{4 \cdot 40\,500}{110^2 \cdot 10^5} = 134 \cdot 10^{-6}\ \mathrm{S}.$$

Capitolul 4

CALCULUL ELECTRIC AL LINIILOR DE TRANSPORT DE ENERGIE ÎN CURENT ALTERNATIV

În mod practic, în regim normal de funcţionare, liniile electrice trifazate pot fi considerate simetrice, adică fazele sînt egal încărcate şi cu aceleaşi constante, iar tensiunile de alimentare sînt egale în modul şi decalate la 120°. În aceste condiţii este suficient să se studieze funcţionarea unei singure faze, cu ajutorul unei scheme bifilare ca în figura 4.1, *a*, în care conductorul de ducere reprezintă conductorul fazei, iar conductorul de întoarcere este un conductor fictiv fără impedanţă. Introducerea conductorului fictiv este necesară pentru înţelegerea funcţionării schemei monofazate. În realitate el nu există, deoarece în linia trifazată simetrică curentul care vine pe o fază se întoarce pe celelalte două.

4.1. Ecuaţiile de funcţionare ale liniilor cu parametrii uniform repartizaţi

În studiul liniilor electrice de transport de energie se ţine seama de faptul că parametrii sînt uniform repartizaţi. O tratare simplificată, care conduce la rezultate practic satisfăcătoare, constă în considerarea unui regim cvasistaţionar pentru porţiunile elementare de linie. La un element de linie bifilară, această aproximaţie se aplică atribuind fiecărei porţiuni elementare Δx o rezistenţă $\Delta R_x = R_0\Delta x$, o inductanţă $\Delta L_x = L_0 x$, o capacitate $\Delta C_x = C_0\Delta x$ şi o conductanţă transversală de pierderi $\Delta G_x = G_0\Delta x$, în care R_0, L_0, C_0 şi G_0 reprezintă constantele lineice ale liniei. În acest fel, fiecărei porţiuni elementare de linie i se poate substitui un circuit elementar cu constante concentrate, ca în figura 4.1, *b*.

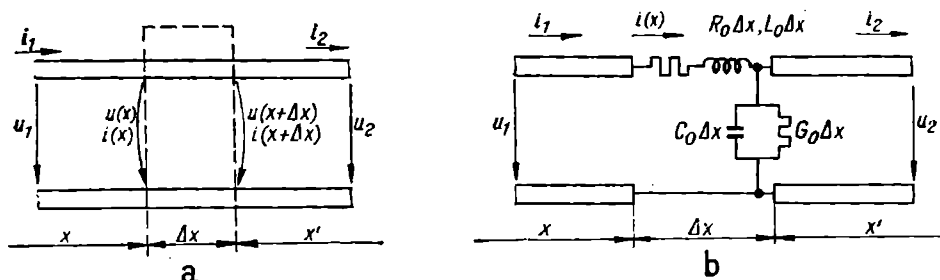


Fig. 4.1. Element de linie echivalent printr-un circuit cu constante concentrate.

Ecuațiile de funcționare a liniilor, cunoscute și sub numele de *ecuațiile telegrafiștilor*, se obțin aplicînd teoremele lui Kirchhoff pe circuitul elementar echivalent. Tensiunea și curentul sînt funcție de două variabile, și anume de timpul t și de distanța x de la capătul de linie ales ca origine.

Dacă $u(x, t)$ și $i(x, t)$ reprezintă valorile instantanee ale celor două mărimi, la un moment dat, la capătul de intrare al elementului considerat, atunci în același moment, la capătul de ieșire, vor avea valorile $u + \frac{\partial u}{\partial x}\,\mathrm{d}x$ și $i + \frac{\partial i}{\partial x}\,\mathrm{d}x$. Prin aplicarea teoremelor lui Kirchhoff se obțin ecuațiile:

$$-\frac{\partial u}{\partial x} = R_0 i + L_0\frac{\partial i}{\partial t} \quad \text{și} \quad -\frac{\partial i}{\partial x} = G_0 u + C_0\frac{\partial u}{\partial t}, \tag{4.1}$$

dacă se consideră originea distanțelor x la intrarea liniei (capătul din stînga al figurii 4.1), respectiv:

$$\frac{\partial u}{\partial x} = R_0 i + L_0\frac{\partial i}{\partial t} \quad \text{și} \quad \frac{\partial i}{\partial x} = G_0 u + C_0\frac{\partial u}{\partial t}, \tag{4.2}$$

dacă se consideră originea distanțelor x' la ieșirea liniei, sensurile de referință ale tensiunilor și curenților menținîndu-se neschimbate.

În regim armonic permanent, ecuațiile liniilor în reprezentare complexă devin:

$$-\frac{\mathrm{d}\underline{U}}{\mathrm{d}x} = (R_0 + j\omega L_0)\,\underline{I} \quad \text{și} \quad -\frac{\mathrm{d}\underline{I}}{\mathrm{d}x} = (G_0 + j\omega C_0)\,\underline{U} \tag{4.3}$$

sau:

$$\frac{\mathrm{d}\underline{U}}{\mathrm{d}x} = (R_0 + j\omega L_0)\,\underline{I} \quad \text{și} \quad \frac{\mathrm{d}\underline{I}}{\mathrm{d}x} = (G_0 + j\omega C_0)\underline{U}, \tag{4.4}$$

unde: $\underline{U}$ și $\underline{I}$ sînt reprezentările în complex ale tensiunii $u(x, t) = \sqrt{2}\,U(x)\cdot\sin[\omega t + \delta(x)]$ și ale curentului $i(x, t) = \sqrt{2}\,I(x)\cdot\sin[\omega t + \delta(x) - \varphi(x)]$, ω este pulsația, $\delta(x)$ — faza inițială a tensiunii și $\varphi(x)$ — defazajul dintre tensiune și curent.

Derivînd primele ecuații din (4.3) și (4.4) în raport cu x și ținînd seama de celelalte două ecuații, se obține:

$$\frac{\mathrm{d}^2\underline{U}}{\mathrm{d}x^2} = \underline{Z}_0\cdot\underline{Y}_0\cdot\underline{U}; \quad \frac{\mathrm{d}^2\underline{I}}{\mathrm{d}x^2} = \underline{Z}_0\cdot\underline{Y}_0\cdot\underline{I}, \tag{4.5}$$

unde s-au făcut notațiile:

$$\underline{Z}_0 = (R_0 + j\omega L_0) \quad \text{și} \quad \underline{Y}_0 = (G_0 + j\omega C_0).$$

Soluția generală pentru tensiune, corespunzătoare ecuației (4.5) este de forma:

$$\underline{U}(x) = \underline{M}\cdot e^{-\underline{\gamma}x} + \underline{N}\cdot e^{\underline{\gamma}x} \tag{4.6}$$

în care: $\underline{M}$ și $\underline{N}$ sînt constante de integrare;

$\underline{\gamma} = \sqrt{(R_0 + j\omega L_0)(G_0 + j\omega C_0)} = \sqrt{\underline{Z}_0\underline{Y}_0}$ — constanta de propagare a liniei.

Dacă se derivează ecuaţia (4.6) şi se ţine seama de prima din ecuaţiile (4.3), se obţine soluţia generală a curentului:

$$\underline{I}(x) = \frac{1}{\underline{Z}_c}(\underline{M}\cdot e^{-\underline{\gamma}x} - \underline{N}\cdot e^{\underline{\gamma}x}), \tag{4.7}$$

în care $\underline{Z}_c = \frac{\underline{Z}_0}{\underline{\gamma}} = \sqrt{\frac{\underline{Z}_0}{\underline{Y}_0}}$ reprezintă impedanţa caracteristică a liniei. Astfel, dacă se dau tensiunea şi curentul la intrarea liniei ($x = 0$), atunci din ecuaţiile (4.6) şi (4.7) se obţine:

$$[\underline{U}]_{x=0} = \underline{U}_1 = \underline{M} + \underline{N}; \quad [\underline{I}]_{x=0} = \underline{I}_1 = \frac{1}{\underline{Z}_c}(\underline{M} - \underline{N}),$$

iar reprezentările în complex ale tensiunii şi curentului, în oricare punct al liniei, sînt de forma:

$$\underline{U}(x) = \underline{U}_1 \operatorname{ch}\underline{\gamma}x - \underline{Z}_c\underline{I}_1 \operatorname{sh}\underline{\gamma}x; \quad \underline{I}(x) = -\frac{\underline{U}_1}{\underline{Z}_c}\operatorname{sh}\underline{\gamma}x + \underline{I}_1 \operatorname{ch}\underline{\gamma}x. \tag{4.8}$$

Acestea sînt ecuaţiile fundamentale pe care se bazează studiul liniilor cu constante uniform repartizate. Dacă se cunosc tensiunea $\underline{U}_1$ şi curentul $\underline{I}_1$ la capătul de intrare al liniei, se pot determina tensiunea şi curentul la distanţa x în raport cu începutul acesteia. Pentru cazul cînd $x = L$ (lungimea totală a liniei), relaţiile (4.9) devin:

$$\underline{U}_2 = \underline{U}_1 \operatorname{ch}\underline{\gamma}L - \underline{Z}_c\underline{I}_1 \operatorname{sh}\underline{\gamma}L = \underline{U}_1 \operatorname{ch}\sqrt{\underline{Z}\cdot\underline{Y}} - \sqrt{\frac{\underline{Z}}{\underline{Y}}}\,\underline{I}_1 \operatorname{sh}\sqrt{\underline{Z}\cdot\underline{Y}};$$

$$\underline{I}_2 = -\frac{\underline{U}_1}{\underline{Z}_c}\operatorname{sh}\underline{\gamma}L + \underline{I}_1 \operatorname{ch}\underline{\gamma}L = -\underline{U}_1\sqrt{\frac{\underline{Y}}{\underline{Z}}}\operatorname{sh}\sqrt{\underline{Z}\cdot\underline{Y}} + \underline{I}_1 \operatorname{ch}\sqrt{\underline{Z}\cdot\underline{Y}}. \tag{4.9}$$

Cînd se dau tensiunea şi curentul la ieşirea liniei, reprezentările lor în complex fiind $\underline{U}_2$ şi $\underline{I}_2$, se obţin ecuaţiile:

$$\underline{U}(x') = \underline{U}_2 \operatorname{ch}\underline{\gamma}x' + \underline{Z}_c\underline{I}_2 \operatorname{sh}\underline{\gamma}x'; \quad \underline{I}(x') = \frac{\underline{U}_2}{\underline{Z}_c}\operatorname{sh}\underline{\gamma}x' + \underline{I}_2 \operatorname{ch}\underline{\gamma}x', \tag{4.10}$$

distanţele x' fiind măsurate de la bornele de ieşire ale liniei.

Pentru $x' = L$ ecuaţiile (4.10) devin:

$$\underline{U}_1 = \underline{U}_2 \operatorname{ch}\underline{\gamma}L + \underline{Z}_c\underline{I}_2 \operatorname{sh}\underline{\gamma}L = \underline{U}_2 \operatorname{ch}\sqrt{\underline{Z}\cdot\underline{Y}} + \underline{I}_2\sqrt{\frac{\underline{Z}}{\underline{Y}}}\operatorname{sh}\sqrt{\underline{Z}\cdot\underline{Y}};$$

$$\underline{I}_1 = \frac{\underline{U}_2}{\underline{Z}_c}\operatorname{sh}\underline{\gamma}L + \underline{I}_2 \operatorname{ch}\underline{\gamma}L = \underline{U}_2\sqrt{\frac{\underline{Y}}{\underline{Z}}}\operatorname{sh}\sqrt{\underline{Z}\cdot\underline{Y}} + \underline{I}_2 \operatorname{ch}\sqrt{\underline{Z}\cdot\underline{Y}}. \tag{4.11}$$

Mărimile $\underline{U}_1$ şi $\underline{U}_2$ reprezintă tensiunile pe fază, la începutul şi la sfîrşitul liniei, $\underline{I}_1$ şi $\underline{I}_2$ — curenţii pe fază corespunzători, iar $\underline{Z} = L\underline{Z}_0$ şi $\underline{Y} = L\underline{Y}_0$ — impedanţa şi admitanţa totală pe fază a liniei.

Relaţiile (4.11) şi (4.9) se scriu de obicei sub forma generală:

$$\begin{matrix} \underline{U}_1 = \underline{A}\underline{U}_2 + \underline{B}\underline{I}_2 \\ \underline{I}_1 = \underline{C}\underline{U}_2 + \underline{D}\underline{I}_2 \end{matrix} \quad \text{şi} \quad \begin{matrix} \underline{U}_2 = \underline{A}\underline{U}_1 - \underline{B}\underline{I}_1 \\ \underline{I}_2 = -\underline{C}\underline{U}_1 + \underline{D}\underline{I}_1 \end{matrix} \tag{4.12}$$

sau:

$$\begin{bmatrix} \underline{U}_1 \\ \underline{I}_1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{A} & \underline{B} \\ \underline{C} & \underline{D} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{U}_2 \\ \underline{I}_2 \end{bmatrix} \quad \text{și} \quad \begin{bmatrix} \underline{U}_2 \\ \underline{I}_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{A} & -\underline{B} \\ -\underline{C} & \underline{D} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{U}_1 \\ \underline{I}_1 \end{bmatrix}, \tag{4.13}$$

care arată că orice linie electrică se poate reprezenta printr-un cuadripol simetric echivalent, care are matricea coeficienților:

$$\begin{bmatrix} \underline{A} & \underline{B} \\ \underline{C} & \underline{D} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \operatorname{ch} \underline{\gamma} L & \underline{Z}_c \operatorname{sh} \underline{\gamma} L \\ \frac{1}{\underline{Z}_c} \operatorname{sh} \underline{\gamma} L & \operatorname{ch} \underline{\gamma} L \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \operatorname{ch} \sqrt{\underline{Z}\underline{Y}} & \sqrt{\frac{\underline{Z}}{\underline{Y}}} \operatorname{sh} \sqrt{\underline{Z}\underline{Y}} \\ \sqrt{\frac{\underline{Y}}{\underline{Z}}} \operatorname{sh} \sqrt{\underline{Z}\underline{Y}} & \operatorname{ch} \sqrt{\underline{Z}\underline{Y}} \end{bmatrix}. \tag{4.14}$$

O b s e r v a ț i e. În cazul liniilor de medie tensiune, cu tensiuni nominale mai mici decît 60 kV, capacitatea și conductanța laterală se pot neglija, astfel încît ecuațiile de funcționare ale acestora devin:

$$\underline{U}_1 = \underline{U}_2 + \underline{Z}\underline{I}; \quad \underline{I}_1 = \underline{I}_2 = \underline{I}, \tag{4.15}$$

din care reiese că:

$$\underline{A} = 1; \quad \underline{B} = \underline{Z}; \quad \underline{C} = 0; \quad \underline{D} = 1.$$

Aceleași ecuații de funcționare sînt valabile și în cazul liniilor de joasă tensiune (de exemplu, liniile de alimentare a consumatorilor de 220/380 V), cu observația că dacă reactanța $X \ll R$, impedanța se poate identifica cu rezistența.

4.2. Calculul coeficienților liniilor electrice cu constante uniform repartizate

Dacă se cunosc impedanța și admitanța liniei, atunci se pot determina coeficienții $\underline{A}$, $\underline{B}$, $\underline{C}$ ai cuadripolului simetric echivalent, utilizînd tabelele funcțiilor trigonometrice. O metodă de calcul mai simplă constă în dezvoltarea în serie a funcțiilor hiperbolice, care sînt foarte rapid convergente, astfel că pentru linii pînă la 500 km lungime se pot considera numai primii doi termeni ai dezvoltării în serie *, adică:

$$\underline{A} = \underline{D} = 1 + \frac{\underline{Z}\underline{Y}}{2}; \quad \underline{B} = \underline{Z}\left(1 + \frac{\underline{Z}\underline{Y}}{6}\right); \quad \underline{C} = \underline{Y}\left(1 + \frac{\underline{Z}\underline{Y}}{6}\right). \tag{4.16}$$

În acest caz sistemul de ecuații (4.11) se poate pune sub forma:

$$\underline{U}_1 = \underline{U}_2\left(1 + \frac{\underline{Z}\underline{Y}}{2}\right) + \underline{Z} \cdot \underline{I}_2\left(1 + \frac{\underline{Z}\underline{Y}}{6}\right);$$

$$\underline{I}_1 = \underline{Y} \cdot \underline{U}_2\left(1 + \frac{\underline{Z}\underline{Y}}{6}\right) + \underline{I}_2\left(1 + \frac{\underline{Z}\underline{Y}}{2}\right). \tag{4.17}$$

---

* Dezvoltarea în serie a funcțiilor hiperbolice care interesează este de forma:

$$\operatorname{sh} x = x + \frac{x^3}{3!} + \frac{x^5}{5!} + \ldots \text{ și } \operatorname{ch} x = 1 + \frac{x^2}{2!} + \frac{x^2}{4!} + \ldots$$

Pentru un număr mai mare de termeni ai dezvoltării în serie calculul devine dificil, ceea ce face ca în mod raţional să se rezolve direct funcţiile hiperbolice. În acest scop, se efectuează mai întîi calculul mărimii complexe $\sqrt{\underline{Z}\underline{Y}}$. Dacă se notează:

$$\underline{Z} = R + jX = Ze^{j\varphi_1}; \quad \underline{Y} = G + jB = Ye^{j\varphi_2},$$

se obţine că:

$$\sqrt{\underline{Z}\underline{Y}} = \alpha + j\beta = \sqrt{ZY}e^{j\frac{\varphi_1+\varphi_2}{2}} = \sqrt{ZY}\left[\cos\left(\frac{\varphi_1+\varphi_2}{2}\right) + j\sin\left(\frac{\varphi_1+\varphi_2}{2}\right)\right], \quad (4.18)$$

în care:

$$\cos\varphi_1 = \frac{R}{Z}; \quad \sin\varphi_1 = \frac{X}{Z}; \quad \cos\varphi_2 = \frac{G}{Y}; \quad \sin\varphi_2 = \frac{B}{Y}.$$

Ţinînd seama că:

$$\cos(\varphi_1 + \varphi_2) = \cos\varphi_1\cos\varphi_2 - \sin\varphi_1\sin\varphi_2 = \frac{RG - XB}{ZY};$$

$$\cos\frac{\varphi_1+\varphi_2}{2} = \sqrt{\frac{1+\cos(\varphi_1+\varphi_2)}{2}} = \sqrt{\frac{ZY + RG - XB}{2ZY}};$$

$$\sin\frac{\varphi_1+\varphi_2}{2} = \sqrt{\frac{1-\cos(\varphi_1+\varphi_2)}{2}} = \sqrt{\frac{ZY - RG + XB}{2ZY}};$$

rezultă:

$$\alpha = \sqrt{ZY}\cos\frac{\varphi_1+\varphi_2}{2} = \sqrt{\frac{1}{2}\left[\sqrt{(R^2+X^2)(G^2+B^2)} + RG - XB\right]};$$

$$\beta = \sqrt{\frac{1}{2}\left[\sqrt{(R^2+X^2)(G^2+B^2)} - RG + XB\right]}. \quad (4.19)$$

Mărimea α care constituie partea reală a mărimii complexe $\sqrt{ZY}$ se numeşte *constantă de atenuare*, iar mărimea β care reprezintă partea imaginară, se numeşte *constantă de fază* sau *de propagare.*

De obicei conductanţa laterală a liniei este neglijabilă, ceea ce face ca ecuaţiile (4.19) să se scrie simplificat sub forma:

$$\alpha = \sqrt{\frac{BX}{2}\left(\sqrt{1+\frac{R^2}{X^2}} - 1\right)} \quad \text{şi} \quad \beta = \sqrt{\frac{BX}{2}\left(\sqrt{1+\frac{R^2}{X^2}} + 1\right)}$$

sau:

$$\alpha \approx \frac{R}{2}\sqrt{\frac{B}{X}} \approx \frac{R}{2Z_c}^{*}; \quad \beta \approx \sqrt{BX} = L\omega\sqrt{L_0C_0}, \quad (4.20)$$

unde s-au considerat numai primii doi termeni ai dezvoltării în serie a expresiei:

$$\sqrt{1+\frac{R^2}{X^2}} \approx 1 + \frac{R^2}{2X^2}$$

* În expresia impedanţei caracteristice s-au neglijat rezistenţa şi conductanţa laterală a liniei, considerîndu-se $Z_c = \sqrt{\frac{L_0}{C_0}}$.

și s-a neglijat termenul $\frac{R^2}{2X^2}$ care este foarte mic în raport cu unitatea.

Parametrul β se poate pune și sub forma:

$$\beta = \frac{\omega L}{v} = \frac{2\pi f L}{v} = \frac{2\pi L}{T}, \tag{4.21}$$

în care: $v = \frac{1}{\sqrt{L_0 C_0}}$ reprezintă *viteza de propagare* pe linie a undelor electromagnetice;

$$\lambda = \frac{v}{f} \text{ — lungimea de undă*}.$$

Pentru liniile aeriene impedanța caracteristică Z_c are o valoare mare, care variază între limitele de 250Ω și 400Ω, în timp ce rezistența R este mult mai mică. Acest lucru permite să se considere, cu o eroare foarte mică, că:

$$\operatorname{sh}\alpha \approx \alpha \quad \text{și} \quad \operatorname{ch}\alpha \approx 1$$

și să se scrie:

$$\operatorname{ch}\sqrt{\underline{Z}\underline{Y}} = \operatorname{ch}(\alpha + j\beta) = \operatorname{ch}\alpha \cdot \cos\beta + j\operatorname{sh}\alpha \cdot \sin\beta \approx \cos\beta + j\alpha\sin\beta;$$

$$\operatorname{sh}\sqrt{\underline{Z}\underline{Y}} = \operatorname{sh}(\alpha + j\beta) = \operatorname{sh}\alpha \cdot \cos\beta + j\operatorname{ch}\alpha\sin\beta \approx \alpha\cos\beta + j\sin\beta. \tag{4.22}$$

Analog se determină și componentele mărimilor complexe:

$$\sqrt{\frac{\underline{Z}}{\underline{Y}}} = k - j\delta = \sqrt{\frac{Z}{Y}} \cdot e^{j\frac{\varphi_1+\varphi_2}{2}},$$

unde:

$$k = \frac{1}{Y}\sqrt{\frac{ZY + RG + XB}{2}}; \qquad \delta = -\frac{1}{Y}\sqrt{\frac{ZY - RG - XB}{2}}$$

$$\sqrt{\frac{\underline{Y}}{\underline{Z}}} = (\eta - j\theta) = \sqrt{\frac{Y}{Z}} \cdot e^{j\frac{\varphi_2+\varphi_1}{2}},$$

unde:

$$\eta = \frac{1}{Z}\sqrt{\frac{ZY - RG - XB}{2}} \quad \text{și} \quad \theta = -\frac{1}{Z}\sqrt{\frac{ZY + RG + XB}{2}}.$$

Dacă se consideră conductanța laterală G neglijabilă și se dezvoltă calculele, ultimele relații devin:

$$k \approx \sqrt{\frac{Z + X}{2B}} \approx \sqrt{\frac{X}{B}} \approx Z_c; \quad \delta = -\sqrt{\frac{Z - X}{2B}} \approx -\frac{R}{2\sqrt{BX}} = -\frac{R_0\lambda}{4\pi}$$

$$\eta \approx \frac{\sqrt{BX}}{Z} = \frac{\omega\sqrt{L_0 C_0}}{Z_0} = \frac{2\pi}{Z_0\lambda}; \quad \theta = -\frac{R}{2Z}\sqrt{\frac{B}{X}} = -\frac{R_0}{2Z_0 Z_c}. \tag{4.23}$$

---

* Pentru o anumită frecvență a curentului alternativ, dacă lungimea de undă este comparabilă cu lungimea reală a liniei, linia se consideră electric lungă.

Cu ajutorul relațiilor (4.19), (4.20), (4.21), (4.22) și (4.23), coeficienții $\underline{A}$, $\underline{B}$, $\underline{C}$ ai liniei se pot scrie sub forma:

$$\underline{A} = \underline{D} = \mathrm{ch}\sqrt{\underline{Z}\underline{Y}} = \cos\frac{2\pi L}{\lambda} + \mathrm{j}\frac{R}{2Z_c}\sin\frac{2\pi L}{\lambda};$$

$$\underline{B} = \sqrt{\frac{\underline{Z}}{\underline{Y}}}\,\mathrm{sh}\sqrt{\underline{Z}\underline{Y}} = \frac{R}{2}\cos\frac{2\pi L}{\lambda} - \frac{R_0\lambda}{4\pi}\sin\frac{2\pi L}{\lambda} + \mathrm{j}Z_c\left(\sin\frac{2\pi L}{\lambda} - \frac{LR_0^2\lambda}{8\pi Z_c^2}\cos\frac{2\pi L}{\lambda}\right);$$

$$\underline{C} = \sqrt{\frac{\underline{Y}}{\underline{Z}}}\,\mathrm{sh}\sqrt{\underline{Z}\underline{Y}} = \frac{\pi R}{Z_0\lambda Z_c}\cos\frac{2\pi L}{\lambda} - \frac{R_0}{2Z_0Z_c}\sin\frac{2\pi L}{\lambda} +$$

$$+ \mathrm{j}\left(\frac{2\pi}{\lambda Z_0}\sin\frac{2\pi L}{\lambda} + \frac{R_0^2 L}{4Z_0Z_c^2}\cos\frac{2\pi L}{\lambda}\right). \qquad (4.24, a)$$

Rezultatele obținute se pot încă simplifica. Astfel, dacă se neglijează termenul al doilea al părții imaginare din expresiile coeficienților $\underline{B}$ și $\underline{C}$, care este foarte mic în raport cu primul, se obține:

$$\underline{B} = \frac{R}{2}\cos\frac{2\pi L}{\lambda} - \frac{R_0\lambda}{4\pi}\sin\frac{2\pi L}{\lambda} + \mathrm{j}Z_c\sin\frac{2\pi L}{\lambda};$$

$$\underline{C} = \frac{\pi R}{Z_0Z_c\lambda}\cos\frac{2\pi L}{\lambda} - \frac{R_0}{2Z_0Z_c}\sin\frac{2\pi L}{\lambda} + \mathrm{j}\frac{2\pi}{Z_0\lambda}\sin\frac{2\pi L}{\lambda}. \qquad (4.24, b)$$

4.3. Calculul practic al liniilor electrice de transport de energie cu ajutorul schemelor în π sau T ale cuadripolilor echivalenți

Practic, calculul electric al liniilor de transport de energie se bazează pe cunoașterea parametrilor lineici fundamentali ai acestora: rezistența, inductanța, conductanța și capacitatea, care depind de caracteristicile fizice, de dimensiunile, de distanțele reciproce și față de pămînt ale conductoarelor și care pentru o anumită linie pot fi considerați aproximativ constanți. În acest scop, acești parametri se consideră concentrați și se utilizează schemele echivalente ale cuadripolilor în π sau în T, pentru care se definesc mărimile:

$$\underline{Z}_l = (R_0 + \mathrm{j}\omega L_0)L,$$

numită impedanța longitudinală sau impedanță serie totală a liniei de lungime L și:

$$\underline{Y}_l = (G_0 + \mathrm{j}\omega C_0)L,$$

numită admitanță transversală sau admitanță derivație totală a liniei.

4.3.1. **Schema echivalentă a cuadripolului în π.** În acest caz, se consideră impedanța serie concentrată la mijlocul liniei, iar cîte o jumătate din admitanța derivație la fiecare extremitate. Dacă se dau mărimile $\underline{U}_2$ și $\underline{I}_2$ de la ieșire și se cer mărimile $\underline{U}_1$ și $\underline{I}_1$ de la intrare, cu notațiile din figura 4.2, se poate scrie că:

$$\underline{I}_l = \underline{I}_2 + \underline{I}_{02} = \underline{I}_2 + \underline{U}_2\cdot\frac{\underline{Y}_l}{2}.$$

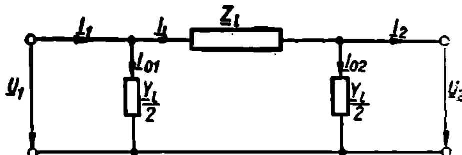


Fig. 4.2. Repartizarea curenților într-o linie echivalentă printr-un cuadripol în π.

Tensiunea pe fază şi curentul la începutul liniei sînt:

$$\underline{U}_1 = \underline{U}_2 + \underline{Z}_l \cdot \underline{I}_l = \underline{U}_2\left(1 + \frac{\underline{Z}_l \cdot \underline{Y}_l}{2}\right) + \underline{Z}_l \cdot \underline{I}_2; \tag{4.25}$$

$$\underline{I}_1 = \underline{I}_l + \underline{I}_{01} = \underline{U}_2\underline{Y}_l\left(1 + \frac{\underline{Z}_l \cdot \underline{Y}_l}{4}\right) + \underline{I}_2\left(1 + \frac{\underline{Z}_l \cdot \underline{Y}_l}{2}\right). \tag{4.26}$$

Rezultatele obţinute sînt aproximative. Pentru a deveni riguroase se determină anumiţi factori de corecţie, punînd condiţia de egalitate dintre coeficienţii ecuaţiilor (4.25), (4.26) şi cei ai ecuaţiilor generale (4.11) ai liniei cu parametrii uniform distribuiţi. Astfel, scriind egalităţile mai sus indicate:

$$\operatorname{ch}\sqrt{\underline{Z}\underline{Y}} = 1 + \frac{\underline{Z}_l \cdot \underline{Y}_l}{2}; \quad \sqrt{\frac{\underline{Z}}{\underline{Y}}}\operatorname{sh}\sqrt{\underline{Z}\underline{Y}} = \underline{Z}_l; \quad \sqrt{\frac{\underline{Y}}{\underline{Z}}}\operatorname{sh}\sqrt{\underline{Z}\underline{Y}} = \underline{Y}_l, \tag{4.27}$$

se obţin prin rezolvarea acestora, următoarele rezultate:

$$\underline{Z}_l = \underline{Z}\frac{\operatorname{sh}\sqrt{\underline{Z}\underline{Y}}}{\sqrt{\underline{Z}\underline{Y}}} = \underline{k}_1\underline{Z}; \quad \underline{Y}_l = \underline{Y}\frac{2(\operatorname{ch}\sqrt{\underline{Z}\underline{Y}} - 1)}{\sqrt{\underline{Z}\underline{Y}}\operatorname{sh}\sqrt{\underline{Z}\underline{Y}}} = \underline{k}_2\underline{Y}, \tag{4.28}$$

în care s-au făcut următoarele notaţii:

$$\underline{k}_1 = \frac{\operatorname{sh}\sqrt{\underline{Z}\underline{Y}}}{\sqrt{\underline{Z}\underline{Y}}} \quad \text{şi} \quad \underline{k}_2 = \frac{2(\operatorname{ch}\sqrt{\underline{Z}\underline{Y}} - 1)}{\sqrt{\underline{Z}\underline{Y}}\operatorname{sh}\sqrt{\underline{Z}\underline{Y}}}.$$

Rezultă că mărimile $\underline{Z}_l$ şi $\underline{Y}_l$ ale schemei echivalente în π, se deduc din mărimile reale $\underline{Z}$ şi $\underline{Y}$ ale liniei, înmulţite cu coeficienţii de corecţie k_1 şi k_2, numiţi *coeficienţii lui Kennelly*.

La majoritatea liniilor de transport cei doi coeficienţi de corecţie sînt apropiaţi de unitate, ceea ce permite să se introducă în schema echivalentă în π valorile reale ale parametrilor liniei. Se recomandă folosirea acestor coeficienţi numai cînd lungimea liniilor depăşeşte 500 km, iar pentru liniile în cablu —50 km. În aceste cazuri, valoarea coeficienţilor se va determina prin descompunerea în serie a funcţiilor hiperbolice şi considerarea primilor doi termeni, adică:

$$\underline{k}_1 = 1 + \frac{\underline{Z} \cdot \underline{Y}}{6}; \quad \underline{k}_2 = \frac{\underline{k}_1}{1 + \frac{\underline{Z} \cdot \underline{Y}}{12}}. \tag{4.29}$$

4.3.2. **Schema echivalentă a cuadripolului în T.** În această schemă, admitanţa derivaţie este concentrată la mijlocul liniei, iar cîte o jumătate din impedanţa serie la fiecare dintre cele două extremităţi.

Considerînd mărimile $\underline{U}_2$ şi $\underline{I}_2$ cunoscute şi notaţiile din figura 4.3, se obţin următoarele rezultate:

$$\underline{U}_1 = \underline{U}_2\left(1 + \frac{\underline{Z}_l \cdot \underline{Y}_l}{2}\right) + \underline{I}_2\left(1 + \frac{\underline{Z}_l \cdot \underline{Y}_l}{4}\right)\underline{Z}_l; \quad \underline{I}_1 = \underline{U}_2 \cdot \underline{Y}_l + \underline{I}_2\left(1 + \frac{\underline{Z}_l \cdot \underline{Y}_l}{2}\right). \tag{4.30}$$

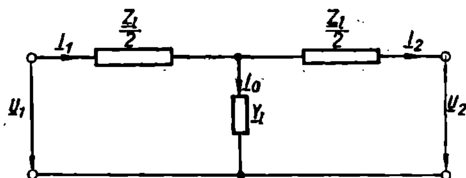


Fig. 4.3. Repartizarea curenţilor într-o linie echivalentă printr-un cuadripol în *T*.

Pentru mărirea preciziei determinărilor se poate scrie şi în acest caz egalitatea dintre coeficienţii reali ai unei linii şi cei corespunzători ecuaţiilor (4.30) şi se obţine un sistem de ecuaţii analog cu (4.27). Coeficienţii lui Kennelly sînt aceiaşi, însă $\underline{k}_1$ înmulţeşte admitanţa reală $\underline{Y}$, în timp ce $\underline{k}_2$ înmulţeşte impedanţa reală $\underline{Z}$. În consecinţă:

$$\underline{Z}_l = \underline{k}_2 \cdot \underline{Z} \quad \text{şi} \quad \underline{Y}_l = \underline{k}_1 \cdot \underline{Y}. \tag{4.31}$$

4.3.3. **Calculul liniilor în cazul sarcinilor exprimate prin puteri.** Sarcinile consumatorilor sînt de cele mai multe ori exprimate prin puteri. Ca urmare, calculul electric se poate efectua folosind în mod direct aceste date, fapt care oferă următoarele avantaje:

— în sistemele electrice sarcinile generatoarelor, transformatoarelor şi consumatorilor fiind exprimate prin puteri, efectuarea calculelor pe baza curenţilor de sarcină introduce operaţii suplimentare;

— determinarea curenţilor de sarcină pornind de la sarcinile exprimate prin puteri este aproximativă, datorită faptului că se foloseşte tensiunea nominală a reţelei şi nu tensiunea din punctul de conectare a sarcinilor, care de obicei este necunoscută;

— cînd o linie alimentează mai mulţi consumatori, pentru determinarea curentului total pe tronsonul iniţial, ar trebui să se ţină seama şi de defazajul dintre tensiunile din punctele unde se conectează diferitele sarcini; o rezolvare analitică a acestei probleme este foarte laborioasă. Dacă se neglijează defazajul dintre tensiunile diferitelor puncte de conectare a sarcinilor, se introduc erori care în unele cazuri sînt inadmisibile.

Fie un circuit format numai din elementele longitudinale, rezistenţă şi reactanţă, prezentat în figura 4.4, care are tensiunile pe fază la începutul şi sfîrşitul liniei $\underline{U}_1$ şi $\underline{U}_2$, iar puterile pe fază corespunzătoare $\underline{S}_{10} = P_{10} + jQ_{10}$ şi $\underline{S}_{20} = P_{20} + jQ_{20}$.

Dacă $\underline{I}$ este curentul în lungul circuitului, atunci legătura dintre tensiunea de intrare şi cea de ieşire este dată de relaţia (4.15), adică:

$$\underline{U}_1 = \underline{U}_2 + \underline{Z}\underline{I}.$$

Ţinînd seama că:

$$\underline{I} = I\cos\varphi - jI\sin\varphi \quad \text{şi} \quad \underline{Z} = R + jX,$$

se obţine:

$$\underline{U}_1 = \underline{U}_2 + RI\cos\varphi + XI\sin\varphi + j(XI\cos\varphi - RI\sin\varphi). \tag{4.32}$$

Dacă se înlocuiesc curenţii activi şi reactivi în funcţie de puterile monofazate corespunzătoare, relaţia (4.32) se poate pune sub forma:

$$\underline{U}_1 = \underline{U}_2 + \frac{P_{20}R + Q_{20}X}{U_2} + j\,\frac{XP_{20} - RQ_{20}}{U_2}, \tag{4.33}$$

unde s-au considerat cunoscute mărimile de ieşire pe fază P_{20}, Q_{20} şi U_2.

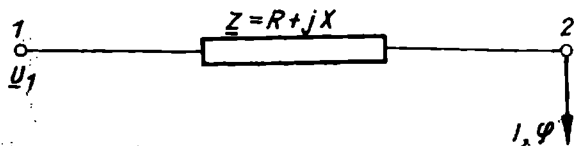
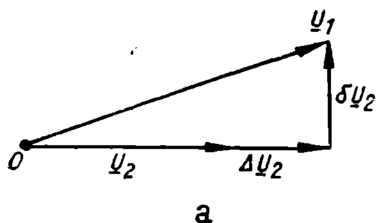


Fig. 4.4. Linie reprezentată prin rezistenţă şi inductanţă.



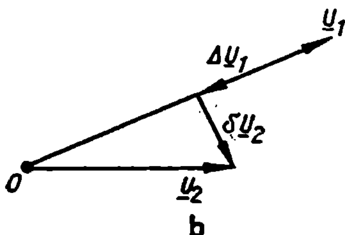


Fig. 4.5. Diagramele fazoriale ale unei linii echivalate prin rezistență și inductanță.

În mod obișnuit se indică puterile trifazate, astfel încît relația (4.33) trebuie să exprime legătura între tensiunile compuse, adică:

$$\underline{U}'_1 = \underline{U}'_2 + \frac{P_2R + Q_2X}{U'_2} + j\frac{P_2X - RQ_2}{U'_2} =$$
$$= \underline{U}'_2 + \Delta U'_2 + j\delta U'_2, \qquad (4.34)$$

în care: tensiunile compuse la intrare și la ieșire au fost notate cu $\underline{U}'_1$ și $\underline{U}'_2$; P_2, Q_2 — — puterile active și reactive trifazate. În același mod se poate obține și relația:

$$\underline{U}_2 = \underline{U}_1 - \frac{P_{10}R + Q_{10}X}{U_1} - j\frac{P_{10}X - Q_{10}R}{U_1} =$$
$$= \underline{U}_1 - \Delta U_1 - j\delta U_1, \qquad (4.35)$$

sau analoaga acesteia pentru tensiunile compuse, unde s-au considerat cunoscute mărimile pe fază la intrare (P_{10}, Q_{10}, U_1).

Diagramele fazoriale corespunzătoare relațiilor (4.33) și (4.35) sînt date în figura 4.5.

Legătura dintre puterile de la începutul și de la sfîrșitul liniei este stabilită cu relația:

$$\underline{S}_1 = \underline{S}_2 + \Delta\underline{S} = P_2 + \Delta P + j(Q_2 + \Delta Q),$$

unde ΔP și ΔQ reprezintă pierderile de putere activă și reactivă exprimate prin relațiile generale:

$$\Delta P = 3I^2R = R\frac{P^2 + Q^2}{U^2}; \qquad \Delta Q = 3XI^2 = X\frac{P^2 + Q^2}{U^2}.$$

Dacă linia este reprezentată prin cei patru parametri ai săi, care se transpun într-o schemă echivalentă în π, ca în figura 4.6, atunci legătura dintre tensiunile de intrare și de ieșire se exprimă prin relații analoage cu (4.33) și (4.35). În acest caz, este necesar să se determine din aproape în aproape puterile în anumite noduri ale liniei. De exemplu, pentru schema echivalentă prezentată în figura 4.6 se obține:

$$\underline{S}'_2 = \underline{S}_2 + \Delta S_2 = (P_2 + \Delta P_{g_2}) + j(Q_2 - \Delta Q_{c_2}),$$

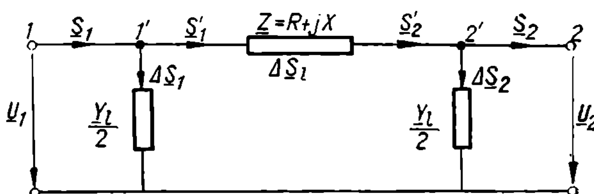


Fig. 4.6. Repartizarea puterilor într-o linie echivalată printr-un cuadripol în π.

unde:

$\Delta P_{g_2} = U_2^2 \frac{G}{2}$ este pierderea de putere activă în jumătate din conductanța laterală a liniei conectată în punctul $2'$;

$\Delta Q_{c_2} = U_2^2 \frac{C\omega}{2}$ — puterea reactivă produsă de jumătatea liniei conectată în punctul $2'$.

În continuare se determină:

$$\underline{S}_1' = \underline{S}_2' + \Delta \underline{S}_l,$$

unde $\Delta \underline{S}_l = \Delta P_l + j\Delta Q_l$ reprezintă pierderile de putere pe linie și:

$$\underline{S}_1 = \underline{S}_1' + \Delta \underline{S}_1,$$

unde: $\Delta \underline{S}_1 = \Delta P_{g_1} - j\Delta Q_{c_1} = U_1^2 \frac{G}{2} - jU_1^2 \frac{C\omega}{2}$.

Puterea $\underline{S}_1'$, ca și puterea $\underline{S}_1$ se determină cu oarecare aproximație, deoarece pentru calculul pierderilor de putere din circuitul liniei se lucrează cu tensiunea nominală a liniei și nu cu tensiunea reală.

Dacă linia studiată are mai multe sarcini, calculele se vor efectua separat pentru fiecare porțiune dintre două sarcini.

4.4. Calculul instalațiilor de transport de energie electrică

O instalație de transport de energie electrică reprezintă cea mai simplă rețea compusă dintr-o stație de transformare coborîtoare, o linie și o stație de transformare urcătoare. În acest caz este util să se reducă întreaga instalație la o schemă echivalentă unică.

Fie cele două instalații de transport de energie electrică prezentate în figura 4.7. Reducerea acestora la o schemă echivalentă unică se face fie calculînd matricea coeficienților lanțului de cuadripoli, fie folosind transformarea schemelor echivalente π în T sau invers, după cum este necesar.

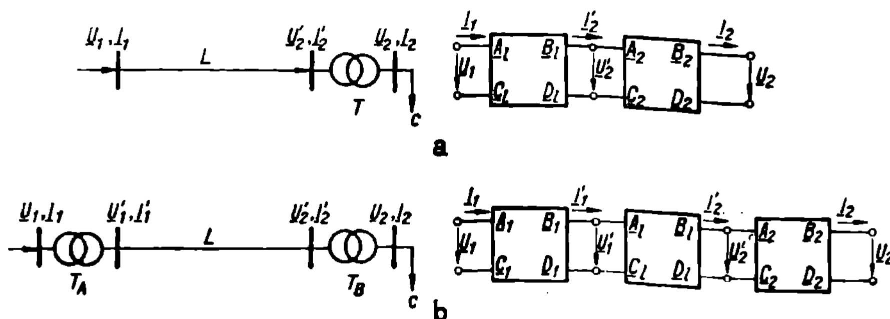


Fig. 4.7. Instalație de transport de energie electrică și reprezentarea ei simbolică prin lanțuri de cuadripoli.

În primul caz, pentru schema 4.7, *a*, dacă se consideră $\underline{A}_l$, $\underline{B}_l$, $\underline{C}_l$, $\underline{D}_l$ coeficienţii cuadripolului echivalent al liniei ($\underline{A}_l = \underline{D}_l$) şi $\underline{A}_2$, $\underline{B}_2$, $\underline{C}_2$, $\underline{D}_2$ — pentru staţia de transformare, se poate scrie că:

$$\begin{bmatrix} \underline{U}_1 \\ \underline{I}_1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{A}_l & \underline{B}_l \\ \underline{C}_l & \underline{D}_l \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{A}_2 & \underline{B}_2 \\ \underline{C}_2 & \underline{D}_2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{U}_2 \\ \underline{I}_2 \end{bmatrix}. \quad (4.36)$$

Efectuînd calculele se obţine:

$$\begin{bmatrix} \underline{U}_1 \\ \underline{I}_1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{A}_l\ \underline{A}_2 + \underline{B}_l\underline{C}_2 & \underline{A}_l\ \underline{B}_2 + \underline{B}_l\ \underline{D}_2 \\ \underline{C}_l\ \underline{A}_2 + \underline{D}_l\underline{C}_2 & \underline{C}_l\ \underline{B}_2 + \underline{D}_l\ \underline{D}_2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{U}_2 \\ \underline{I}_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{A} & \underline{B} \\ \underline{C} & \underline{D} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{U}_2 \\ \underline{I}_2 \end{bmatrix} \quad (4.37)$$

sau:

$$\begin{aligned} \underline{U}_1 &= (\underline{A}_l\underline{A}_2 + \underline{B}_l\underline{C}_2)\underline{U}_2 + (\underline{A}_l\underline{B}_2 + \underline{B}_l\underline{D}_2)\underline{I}_2 = \underline{A}\underline{U}_2 + \underline{B}\underline{I}_2; \\ \underline{I}_1 &= (\underline{C}_l\underline{A}_2 + \underline{D}_l\underline{C}_2)\underline{U}_2 + (\underline{C}_l\underline{B}_2 + \underline{D}_l\underline{D}_2)\underline{I}_2 = \underline{C}\underline{U}_2 + \underline{D}\underline{I}_2. \end{aligned} \quad (4.38)$$

Pentru cea de-a doua schemă se obţine:

$$\begin{bmatrix} \underline{U}_1 \\ \underline{I}_1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{A}_1 & \underline{B}_1 \\ \underline{C}_1 & \underline{D}_1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{A}_l & \underline{B}_l \\ \underline{C}_l & \underline{D}_l \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{A}_2 & \underline{B}_2 \\ \underline{C}_2 & \underline{D}_2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{U}_2 \\ \underline{I}_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{A}' & \underline{B}' \\ \underline{C}' & \underline{D}' \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{U}_2 \\ \underline{I}_2 \end{bmatrix} \quad (4.39)$$

sau:

$$\underline{U}_1 = \underline{A}'\underline{U}_2 + \underline{B}'\underline{I}_2; \quad \underline{I}_1 = \underline{C}'\underline{U}_2 + \underline{D}'\underline{I}_2, \quad (4.40)$$

unde:

$$\begin{aligned} \underline{A}' &= \underline{A}_1\underline{A}_l\underline{A}_2 + \underline{B}_1\underline{C}_l\underline{A}_2 + \underline{A}_1\underline{B}_l\underline{C}_2 + \underline{B}_1\underline{C}_l\underline{C}_2; \\ \underline{B}' &= \underline{A}_1\underline{A}_l\underline{B}_2 + \underline{B}_1\underline{C}_l\underline{B}_2 + \underline{A}_1\underline{B}_l\underline{D}_2 + \underline{B}_1\underline{D}_l\underline{D}_2; \\ \underline{C}' &= \underline{C}_1\underline{A}_l\underline{A}_2 + \underline{D}_1\underline{C}_l\underline{A}_2 + \underline{C}_1\underline{B}_l\underline{C}_2 + \underline{D}_1\underline{D}_l\underline{C}_2; \\ \underline{D}' &= \underline{C}_1\underline{A}_l\underline{B}_2 + \underline{D}_1\underline{C}_l\underline{B}_2 + \underline{C}_1\underline{B}_l\underline{B}_2 + \underline{D}_1\underline{D}_l\underline{D}_2. \end{aligned} \quad (4.41)$$

Ca exemplu, se va considera cazul al doilea, în care se vor neglija curenţii de magnetizare ai transformatoarelor. În această situaţie, ecuaţiile transformatoarelor, cu notaţiile din figura 4.7, *b* devin:

$$\begin{aligned} \underline{U}'_2 &= \underline{U}_2 + \underline{Z}_B \cdot \underline{I}_2; & \underline{U}_1 &= \underline{U}'_1 + \underline{Z}_A \cdot \underline{I}'_1; \\ \underline{I}'_2 &= \underline{I}_2; & \underline{I}'_1 &= \underline{I}_1, \end{aligned} \quad (4.42)$$

unde $\underline{Z}_A$ şi $\underline{Z}_B$ reprezintă impedanţele de scăpări ale transformatoarelor T_A şi T_B.

Din ecuaţiile (4.42) rezultă coeficienţii cuadripolilor echivalenţi ai transformatoarelor:

$$\underline{A}_A = \underline{A}_B = 1; \ \underline{B}_A = \underline{Z}_A; \ \underline{C}_A = \underline{C}_B = 0; \ \underline{D}_A = \underline{D}_B = 1; \ \underline{B}_B = \underline{Z}_B. \quad (4.43)$$

Se consideră apoi ansamblul format din transformatorul T_A şi linie şi se obţine:

$$\begin{bmatrix} \underline{U}_1 \\ \underline{I}_1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & \underline{Z}_A \\ 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{A}_l & \underline{B}_l \\ \underline{C}_l & \underline{D}_l \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{U}'_2 \\ \underline{I}'_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{A}_1 & \underline{B}_1 \\ \underline{C}_1 & \underline{D}_1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{U}'_2 \\ \underline{I}'_2 \end{bmatrix} \quad (4.44)$$

unde coeficienţii echivalenţi au valorile:

$$\underline{A}_1 = \underline{A}_l + \underline{Z}_A \cdot \underline{C}_l; \quad \underline{B}_1 = \underline{B}_l + \underline{Z}_A \cdot \underline{A}_l; \quad \underline{C}_1 = \underline{C}_l; \quad \underline{D}_1 = \underline{D}_l. \quad (4.45)$$

Cuadripolul definit de coeficienţii $\underline{A}_1$, $\underline{B}_1$, $\underline{C}_1$, $\underline{D}_1$ şi transformatorul coborîtor T_B, conectaţi în serie, formează un nou cuadripol, ai cărui coeficienţi $\underline{A}$, $\underline{B}$, $\underline{C}$, $\underline{D}$ rezultă din ecuaţiile:

$$\begin{bmatrix} \underline{U}_1 \\ \underline{I}_1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{A}_1 & \underline{B}_1 \\ \underline{C}_1 & \underline{D}_1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 1 & \underline{Z}_B \\ 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{U}_2 \\ \underline{I}_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{A} & \underline{B} \\ \underline{C} & \underline{D} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{U}_2 \\ \underline{I}_2 \end{bmatrix}, \quad (4.46)$$

unde:

$$\underline{A} = \underline{A}_l + \underline{Z}_A \cdot \underline{C}_l; \quad \underline{B} = (\underline{Z}_A + \underline{Z}_B)\underline{A}_l + \underline{B}_l + \underline{Z}_A \cdot \underline{Z}_B \cdot \underline{C}_l;$$
$$\underline{C} = \underline{C}_l; \quad \underline{D} = \underline{A}_l + \underline{Z}_B \cdot \underline{C}_l. \quad (4.47)$$

Din relaţiile de mai sus se pot verifica următoarele.

1. Egalitatea coeficienţilor $\underline{A}$ şi $\underline{D}$, corespunzătoare cuadripolilor simetrici este realizată dacă $\underline{Z}_A = \underline{Z}_B$, adică dacă transformatoarele din staţiile coborîtoare şi urcătoare sînt identice.

2. Este satisfăcută relaţia:

$$\underline{A}\underline{D} - \underline{B}\underline{C} = \underline{A}_1\underline{D}_1 - \underline{B}_1\underline{C}_1 = 1.$$

Fiind cunoscute valorile coeficienţilor cuadripolului echivalent grupului de elemente a reţelei considerate şi regimul de tensiune şi curent la una din extremităţile instalaţiei, se poate determina regimul de tensiune şi curent la cealaltă extremitate.

Uneori, pentru obţinerea coeficienţilor echivalenţi ai unei scheme de forma 4.7 se foloseşte metoda transformării, care se bazează pe relaţiile de legătură dintre coeficienţii schemelor în π şi în T.

Fie cele două scheme în π şi T pentru care se pune condiţia egalităţii coeficienţilor $\underline{A}$, $\underline{B}$, $\underline{C}$ şi $\underline{D}$ corespunzători. Ţinînd seama de relaţiile (4.25), (4.30) şi considerînd egalităţile $\underline{B}_\pi = \underline{B}_T$ şi $\underline{A}_\pi = \underline{A}_T$ se determină că:

$$\underline{Z}_{l\pi} = \underline{Z}_{lT}\left(1 + \frac{\underline{Y}_{lT} \cdot \underline{Z}_{lT}}{4}\right) \text{ şi } \underline{Y}_{l\pi} = \frac{\underline{Y}_{lT}}{1 + \frac{\underline{Z}_{lT} \cdot \underline{Y}_{lT}}{4}}. \quad (4.48)$$

De asemenea, egalînd coeficienţii $\underline{C}$ şi $\underline{A}$ se obţin parametrii schemei în T în funcţie de cei ai schemei în π, adică:

$$\underline{Y}_{lT} = \underline{Y}_{l\pi}\left(1 + \frac{\underline{Z}_{l\pi} \cdot \underline{Y}_{l\pi}}{4}\right) \text{ şi } \underline{Y}_{lT} = \frac{\underline{Z}_{l\pi}}{1 + \frac{\underline{Z}_{l\pi} \cdot \underline{Y}_{l\pi}}{4}}. \quad (4.49)$$

În acelaşi mod, se pot determina şi relaţiile de legătură dintre parametrii schemei echivalente în Γ şi cei ai schemelor echivalente în π sau T.

Fie, de exemplu, schema instalaţiei electrice dată în figura 4.7, *b*, formată din două staţii de transformare şi o linie de transport. Dacă se foloseşte pentru linie schema echivalentă în π, iar pentru transformatoare schema echivalentă în T, se obţine schema din figura 4.8, *a*, care transformată succesiv, aşa cum se indică punctat în figura 4.8, *b*—*d*, se reduce la o schemă echivalentă finală în π.

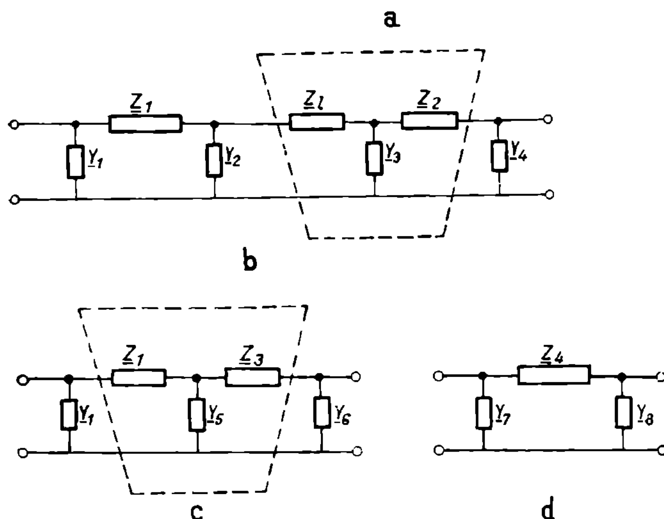


Fig. 4.8. Reducerea la o schemă echivalentă format π a unei instalații electrice prin metoda transfigurării.

Se poate ajunge la o schemă echivalentă finală în *T* printr-un număr mai redus de transformări, dacă se folosește pentru transformatoare schema în Γ. În acest caz, reducerea se face conform figurii 4.9.

Metoda transformării comportă calcule mai multe și, din această cauză, este mai puțin utilizată decît metoda coeficienților echivalenți.

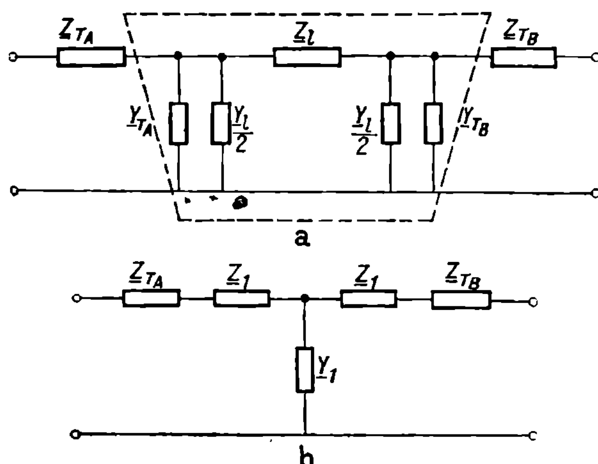


Fig. 4.9. Reducerea la o schemă echivalentă format *T* a unei instalații electrice prin metoda transfigurării.

Aplicația 4.1. O linie electrică aeriană de transport de 110 kV dublu circuit alimentează un consumator industrial. Puterea maximă a acestuia este de 70 MW la un factor de putere cos $\varphi = 0{,}9$.

Din motive de siguranță, s-au instalat două transformatoare 110/6,6 kV de cîte 40 MVA, în stația coborîtoare. Lungimea liniei este de 50 km.

Să se determine tensiunea și curentul la începutul acestei instalații de transport, pentru care se indică caracteristicile liniei și transformatorului: $R_0 = 0{,}124\ \Omega/\text{km}$; $L_0 = 12{,}7 \cdot 10^{-4}\ \text{H/km}$; $C_0 = 0{,}0097 \cdot 10^{-6}\ \text{F/km}$; $\Delta P_0 = 42\ \text{kW}$; $\Delta P_{sc} = 180\ \text{kW}$; $u_{sc} = 12\%$; $i_0 = 1{,}5\%$.

REZOLVARE

Se calculează elementele schemei echivalente în π a liniei:

$$R = \frac{1}{2} 0{,}124 \cdot 50 = 3{,}1\ \Omega;\quad X = \frac{1}{2} 314 \cdot 12{,}7 \cdot 10^{-4} \cdot 50 = 9{,}97\ \Omega;$$

$$B = 2 \cdot 314 \cdot 0{,}0097 \cdot 10^{-6} \cdot 50 = 304{,}6 \cdot 10^{-6}\ \text{S}.$$

Se calculează elementele schemei electrice echivalente în Γ a transformatoarelor din stație:

$$R_T = \frac{1}{2} \cdot 12{,}1 \cdot \frac{180}{40^2} = 0{,}68\ \Omega;\quad X_T = \frac{1}{2} \cdot \frac{12 \cdot 110^2}{40 \cdot 100} = 18{,}14\ \Omega;$$

$$B_T = 2 \cdot \frac{1{,}5 \cdot 40}{110 \cdot 110} = 99 \cdot 10^{-6}\ \text{S}.$$

Schema acestei instalații de transport (linie plus stație coborîtoare) este dată în figura 4.10.

Se calculează coeficienții $\underline{A}$, $\underline{B}$, $\underline{C}$, $\underline{D}$ cu relațiile (4.26) și se obține:

$$\underline{A}_l = \underline{D}_l = 1 + \text{j}\, \frac{304{,}6 \cdot 10^{-6}}{2} (3{,}1 + \text{j}\, 9{,}97) = (0{,}99848 + \text{j}\, 0{,}000472);$$

$$\underline{B}_l = \underline{Z}_l = (3{,}1 + \text{j}\, 9{,}97);$$

$$\underline{C}_l = \text{j}\, 304{,}6 \cdot 10^{-6} \left(1 + \frac{304{,}6 \cdot 10^{-6} \cdot (3{,}1 + \text{j}\, 9{,}97)}{4}\right) \approx 0{,}000302;$$

$$\underline{A}_2 = 1;\ \underline{B}_2 = \underline{Z}_T = (0{,}68 + \text{j}\, 18{,}14);\ \underline{C}_2 = \underline{Y}_T = \text{j}\, 99 \cdot 10^{-6}\ \text{S};$$

$$\underline{D}_2 = 1 + (0{,}68 + \text{j}\, 18{,}14)(\text{j}\, 99 \cdot 10^{-6}) \approx 0{,}9982.$$

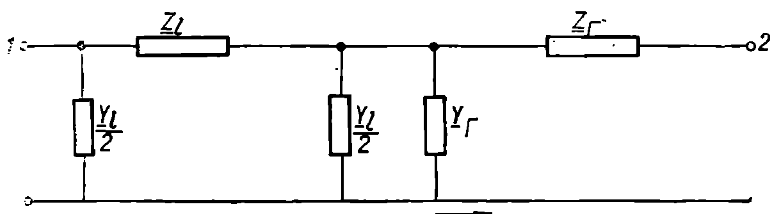


Fig. 4.10. Schema echivalentă corespunzătoare aplicației 4.2.

Se calculează tensiunea și curentul la începutul liniei cu relațiile (4.38), unde:

$$\underline{A} = (0{,}99758 + \mathrm{j}\ 0{,}00078);\ \underline{B} = (3{,}758 + \mathrm{j}\ 28{,}06);$$

$$\underline{C} = (0{,}000302 + \mathrm{j}\ 0{,}0001);\ \underline{D} = (0{,}997 + \mathrm{j}\ 0{,}0055).$$

$$U_2 = \frac{110}{\sqrt{3}} = 63{,}51\ \mathrm{kV};$$

$$I_2 = \frac{70}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0{,}9} = 0{,}408\ \mathrm{kA},\ \underline{I}_2 = 0{,}408(0{,}9 - \mathrm{j}\ 0{,}436);$$

$$\underline{U}_1 = (0{,}9975 + \mathrm{j}\ 0{,}00078)\ 63{,}51 + (3{,}758 + \mathrm{j}\ 28{,}06)(0{,}367 - \mathrm{j}\ 0{,}178) = (69{,}725 + \mathrm{j}\ 9{,}678)\ \mathrm{kV};$$

$$\underline{I}_1 = (0{,}000302 + \mathrm{j}\ 0{,}0001)63{,}51 + (0{,}997 + \mathrm{j}\ 0{,}0055)(0{,}367 - \mathrm{j}\ 0{,}178) = (0{,}386 - \mathrm{j}\ 0{,}169)\ \mathrm{kA}.$$

4.5. Ecuațiile liniilor fără pierderi

Dacă se presupune că rezistența și conductanța laterală a unei linii de energie sînt neglijabile în raport cu reactanța inductivă și susceptanța capacitivă, se poate scrie că:

$$\alpha \approx 0;\ \beta = \sqrt{XB} = \frac{2\pi L}{\lambda},$$

iar coeficienții ecuațiilor de transport devin:

$$\underline{A} = \mathrm{ch} \sqrt{\underline{Z}\underline{Y}} = \mathrm{ch}\ \mathrm{j} \sqrt{XB} = \cos \sqrt{XB} = \cos \beta;$$

$$\underline{B} = \sqrt{\frac{\underline{Z}}{\underline{Y}}}\ \mathrm{sh} \sqrt{\underline{Z}\underline{Y}} = \sqrt{\frac{X}{B}}\ \mathrm{sh}\ \mathrm{j} \sqrt{XB} = \mathrm{j}\ Z_c \sin \beta;$$

$$\underline{C} = \sqrt{\frac{\underline{Y}}{\underline{Z}}}\ \mathrm{sh} \sqrt{\underline{Z}\underline{Y}} = \sqrt{\frac{B}{X}}\ \mathrm{sh}\ \mathrm{j} \sqrt{XB} = \mathrm{j}\ \frac{1}{Z_c} \sin \beta, \tag{4.50}$$

în care impedanța caracteristică a liniei este de natură ohmică, adică:

$$\underline{Z}_c = Z_c | \underline{0} = \sqrt{\frac{L_0}{C_0}}.$$

În aceste condiții ecuațiile liniilor fără pierderi ($R_0 = 0$; $G_0 = 0$), corespunzătoare mărimilor de intrare, sînt:

$$\underline{U}_1 = \underline{U}_2 \cos \beta + \mathrm{j}\ Z_c \underline{I}_2 \sin \beta;\quad \underline{I}_1 = \mathrm{j}\ \frac{\underline{U}_2}{Z_c} \sin \beta + \underline{I}_2 \cos \beta. \tag{4.51}$$

Dacă se presupune că impedanța receptorului alimentat de linie este egală cu impedanța caracteristică:

$$Z_2 = Z_c = \frac{U_2}{I_2},$$

sistemul de ecuaţii (4.48) devine:

$$\underline{U}_1 = \underline{U}_2(\cos\beta + j\sin\beta) = U_2 e^{j\beta}; \quad \underline{I}_1 = \underline{I}_2(\cos\beta + j\sin\beta) = I_2 e^{j\beta}. \quad (4.52)$$

Aceste ultime ecuaţii arată că există un regim particular pentru care tensiunile şi curenţii sînt în fază şi conservă în lungul liniei aceleaşi valori absolute. Unghiul de fază între mărimile de intrare şi cele de ieşire variază proporţional cu lungimea liniei.

Cînd se realizează acest regim, în fiecare punct energia electrostatică a liniei, $\frac{1}{2} U^2 C_0 \mathrm{d}x$ şi energia electromagnetică, $\frac{1}{2} L_0 I^2 \mathrm{d}x$, se compensează reciproc şi transportul de energie se face ca şi în curent continuu. În astfel de condiţii puterea corespunzătoare unei faze este constantă în lungul liniei şi depinde numai de impedanţa caracteristică şi de pătratul tensiunii, adică:

$$P_n = U_2 I_2 = \frac{U_2^2}{Z_c}. \quad (4.54)$$

Această putere constituie *puterea naturală a liniei* şi reprezintă o putere pur activă, întrucît curentul I_2 este în fază cu tensiunea U_2. Ea reprezintă o dată foarte importantă, cu ajutorul căreia se poate indica, orientativ în fiecare caz particular, tensiunea de serviciu care trebuie adoptată, pentru a transmite o putere determinată. Ţinînd seama că impedanţa caracteristică a liniilor aeriene cu un singur conductor pe fază este practic independentă de tipul liniei şi egală aproximativ cu 400 Ω, iar impedanţa caracteristică a liniilor subterane este de circa 10 ori mai mică, rezultă că puterea naturală depinde aproape exclusiv de tensiunea lor nominală. În tabela 4.1 se estimează puterile naturale ale liniilor electrice aeriene şi în cablu, pentru tensiunile existente în ţara noastră.

Tabela 4.1

Puterile naturale ale liniilor de energie

Tensiunea nominală [kV]		30	35	60	110	220	400
Puterea naturală trifazată [MW]	Linii aeriene	2,2	3,1	9	30	120	400
	Linii subterane	22	31	90	300	1 200	—

Pentru linii de foarte înaltă tensiune cu conductoare jumelate, inductanţa specifică este mai mică, iar capacitatea specifică este mai mare, decît în cazul liniilor cu conductoare simple, astfel încît impedanţa caracteristică se poate reduce cu pînă la 33% din valoarea dată mai sus. În aceste condiţii, evident că puterea naturală care trebuie luată în consideraţie pentru tensiunile corespunzătoare creşte, astfel încît la o aceeaşi tensiune nominală, capacitatea de transport a unei linii depinde de tipul constructiv al conductorului.

Observaţie. În cazul liniilor cu pierderi, diferenţa de fază dintre mărimile de intrare şi cele de ieşire din linie creşte, ca şi în cazul liniilor fără pierderi, proporţional cu lungimea liniei. Valorile absolute ale acestor mărimi

nu mai sînt constante, ci scad cu distanța față de originea liniei. Această scădere însă este foarte lentă, astfel încît la valorile uzuale ale rezistenței R_0 și ale impedanței caracteristice Z_c, pentru linii cu lungimi de ordinul a 500 km, nu depășește 3—4%.

4.6. Calculul grafic al liniilor electrice

În unele cazuri este posibil să se folosească pentru calculul liniilor electrice anumite construcții grafice, cu ajutorul cărora este redată legătura între mărimile de intrare și cele de ieșire – tensiuni, curenți, puteri.

4.6.1. **Diagrama Blondel.** Diagrama Blondel exprimă legătura fazorială între mărimile amintite mai sus, care dacă se completează cu anumite topograme, permite studierea oricărui regim de funcționare fără a fi nevoie de vreo construcție specială.

Fie ecuațiile liniilor de transport de energie scrise sub forma generală:

$$\underline{U}_1 = \underline{A}\underline{U}_2 + \underline{B}\underline{I}_2; \quad \underline{I}_1 = \underline{C}\underline{U}_2 + \underline{D}\underline{I}_2,$$

în care se presupun notațiile:

$$\underline{A} = A|\underline{\alpha}; \quad \underline{B} = B|\underline{\beta}; \quad \underline{C} = C|\underline{\eta}; \quad \underline{D} = D|\underline{\delta}. \tag{4.54}$$

Pentru întocmirea diagramelor fazoriale din figura 4.11 se procedează în felul următor:

— se consideră tensiunea la sosire $\underline{U}_2 = \overline{OU}_2$ ca origine de fază și ca unitate de tensiune; fazorul $\underline{A}\underline{U}_2 = \overline{OO_1}$ face cu axa reală unghiul α și reprezintă mărimea și faza tensiunii, cînd sistemul funcționează în gol la extremitatea receptoare (fig. 4.11, *a*);

— curentul $\underline{I}_2$ la sosire este decalat cu unghiul φ_2 considerat inductiv, adică în urma tensiunii $\underline{U}_2$; fazorul $\underline{B}\underline{I}_2$, determinat de segmentul $\overline{O_1M}$, face cu axa reală unghiul $\beta - \varphi_2$ (fig. 4.11, *a*);

— fazorul $\underline{C}\underline{U}_2$ face cu axa reală unghiul η și corespunde segmentului $\overline{OO_1'}$, iar fazorul $\underline{D}\underline{I}_2$ face cu axa reală unghiul $\delta - \varphi_2$ și corespunde segmen-

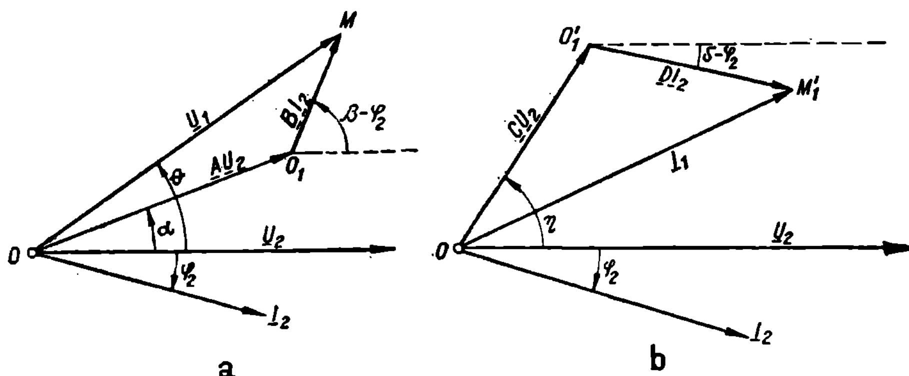


Fig. 4.11. Diagramele fazoriale ale liniilor electrice lungi.

tului $\overline{O_1'M_1'}$. Pentru trasarea diagramei s-a considerat $\delta < \varphi_2$, ceea ce corespunde realității (fig. 4.11, *b*);

— segmentele $\overline{OM}$ și $\overline{OM_1'}$ din diagramele trasate în figura 4.11 reprezintă, la o anumită scară, tensiunea și curentul la intrarea în linie, care pot fi determinate fără dificultate pentru fiecare regim de funcționare.

Unghiul de defazaj dintre tensiunea de la extremitatea de ieșire și cea de la extremitatea de intrare în linie a fost notat cu θ și valoarea lui are mare importanță în aprecierea stabilității la funcționarea în paralel a instalațiilor electrice.

Diagramele din figura 4.11 pot fi completate, astfel încît să permită determinarea tuturor condițiilor de funcționare ale unei linii, în diferite regimuri de funcționare apreciate prin poziția punctelor M și M'.

În figura 4.12 s-a considerat diagrama tensiunilor și s-au trasat prin punctul O_1 axele puterilor active și reactive, în așa fel încît axa puterilor active să facă cu dreapta $\overline{O_1M}$ unghiul φ_2, iar axa puterilor reactive să fie perpendiculară pe prima. Pe aceeași figură s-a reprezentat tensiunea $\underline{U}_1$ a liniei, în funcție de tensiunea $\underline{U}_2$ și de curentul $\underline{I}_1$. În acest scop, din ecuația generală a curenților s-a determinat curentul $\underline{I}_2$ sub forma:

$$\underline{I}_2 = \frac{\underline{I}_1}{\underline{D}} - \frac{\underline{C}}{\underline{D}}\underline{U}_2, \tag{4.55}$$

care a fost introdus în ecuația tensiunilor, obținîndu-se:

$$\underline{U}_1 = \underline{A}\underline{U}_2 + \frac{\underline{B}}{\underline{D}}\underline{I}_1 - \frac{\underline{B}\underline{C}}{\underline{D}}\underline{U}_2 = \frac{\underline{U}_2}{\underline{D}} + \frac{\underline{B}}{\underline{D}}\underline{I}_1. \tag{4.56}$$

Fig. 4.12. Topogramele liniilor electrice lungi.

Termenul $\frac{U_2}{D}$ reprezintă fazorul $\overline{OO_2}$, care face cu axa reală unghiul $-\delta = -\alpha$ (s-a considerat $D = A$), iar termenul $\frac{B}{D} I_1$ corespunde fazorului $\overline{O_2M}$, care face cu axa reală unghiul $\beta - \delta - \varphi_1$.

Factorii $\frac{B}{D} = \frac{B}{A}$ şi $\frac{C}{D} = \frac{C}{A}$ sînt impedanţa şi admitanţa aparentă, măsurate la extremitatea de intrare în linie, cînd extremitatea de ieşire este scurtcircuitată sau în gol.

În figura 4.12 s-au trasat şi următoarele topograme *:

— topograma puterilor active şi reactive la sosire, raportate la cele două axe $\overline{O_1P_2}$ şi $\overline{O_1Q_2}$. Curbele puterilor active constante sînt determinate cu ajutorul caroiajului de drepte paralele cu axa $\overline{O_1Q_2}$, iar cele ale puterilor reactive constante cu caroiajul de drepte paralele cu axa $\overline{O_1P_2}$;

— topograma tensiunilor la extremitatea necunoscută, formată dintr-o familie de cercuri concentrice de tensiune egală la plecare, cu centrul în O, notate fie direct în volţi, fie prin rapoartele tensiunilor de intrare şi de ieşire din linie;

— topograma defazajelor tensiunii necunoscute, alcătuită dintr-un fascicul de drepte concentrice în punctul O, gradate în grade, care permite citirea directă a defazajului θ dintre tensiunea la sosire şi tensiunea la intrare în linie.

Pe aceeaşi figură se mai pot trasa şi topogramele pierderilor de putere activă şi reactivă, reprezentate prin familii de cercuri concentrice, ale căror centre sînt situate pe axa tensiunii la sosire.

Orice regim de funcţionare la extremitatea receptoare, definit prin puterea activă P_2 şi puterea reactivă Q_2, absorbite sub o tensiune constantă U_2 este reprezentat printr-un punct M prin care trec:

a. un cerc de egală tensiune care fixează valoarea relativă sau absolută a tensiunii U_1 la plecare, în modul;

b. o dreaptă de egal defazaj care dă valoarea unghiului θ dintre tensiunea la ieşirea şi cea de la intrarea în linie;

c. un cerc al pierderilor de putere activă care corespunde unor valori p şi un cerc al pierderilor de putere reactivă care corespunde unor valori q (aceste cercuri nu au fost trasate în fig. 4.12).

Puterile la plecare în linie vor fi date de relaţiile:

$$P_1 = P_2 + p; \quad Q_1 = Q_2 + q.$$

Dacă se cunosc P_1, Q_1 şi U_1 se poate determina curentul I_1 la plecare şi factorul de putere corespunzător $\cos \varphi_1$.

După cum se observă de pe figura 4.12 se cadrilează toate cele patru cadrane ale puterilor. Prin convenţie, puterile active şi reactive sînt pozitive cînd ele au sensul de curgere către extremitatea unde regimul este cunoscut.

4.6.2. **Diagramele circulare ale liniilor.** În unele situaţii mai complicate (instalaţii de transport reprezentate prin cuadripoli nesimetrici) sau cînd, de exemplu, se dau puterile P_2 şi Q_2 la extremitatea de ieşire şi tensiunea U_1

---

* Prin topograma unei mărimi y se înţelege o reţea de curbe definite prin condiţia y = const.

la extremitatea de intrare în linie, este avantajos să se recurgă la utilizarea diagramelor circulare. În acest fel se evită unele aproximații în calcule și tatonări, care ar putea să fie lungi.

Pentru trasarea acestor diagrame se folosesc ecuațiile generale (4.12) ale liniilor. Exprimînd curenții $\underline{I}_1$ și $\underline{I}_2$, în funcție de tensiunile $\underline{U}_1$ și $\underline{U}_2$, considerate cunoscute, se poate scrie că:

$$\underline{I}_1 = \underline{U}_1 \cdot \frac{\underline{D}}{\underline{B}} - \frac{\underline{U}_2}{\underline{B}}\ ; \quad \underline{I}_2 = \frac{\underline{U}_1}{\underline{B}} - \frac{\underline{A}}{\underline{B}}\underline{U}_2 \tag{4.57}$$

și:

$$\begin{aligned} \underline{S}_1 &= \underline{U}_1\underline{I}_1^* = P_1 + jQ_1 = \underline{U}_1^2\frac{\underline{D}^*}{\underline{B}^*} - \frac{\underline{U}_1 \cdot \underline{U}_2^*}{\underline{B}^*}; \\ \underline{S}_2 &= \underline{U}_2\underline{I}_2^* = P_2 + jQ_2 = -\underline{U}_2^2\frac{\underline{A}^*}{\underline{B}^*} + \frac{\underline{U}_1^* \cdot \underline{U}_2}{\underline{B}^*}. \end{aligned} \tag{4.58}$$

Dacă se utilizează notațiile (4.54) și se presupune $\underline{U}_1 = U_1\underline{|\theta}$ și $\underline{U}_2 = U_2\underline{|0}$, θ fiind defazajul dintre cele două tensiuni, se obține:

$$\underline{S}_1 = C_1\underline{|\beta-\delta} - R\underline{|\theta+\beta}; \quad \underline{S}_2 = -C_2\underline{|\beta-\alpha} + R\underline{|\beta-\theta}, \tag{4.59}$$

unde s-au făcut notațiile:

$$C_1 = U_1^2\frac{D}{B}\ ; \quad C_2 = U_2^2\frac{A}{B}\ ; \quad R = \frac{U_1U_2}{B}. \tag{4.60}$$

Din aceste relații se pot determina analitic și reprezenta grafic puterile active și reactive la bornele de intrare și la bornele de ieșire ale liniei, ale căror valori sînt:

$$\begin{aligned} P_1 &= C_1\cos(\beta-\delta) - R\cos(\theta+\beta) = U_1^2\frac{D}{B}\cos(\beta-\delta) - \frac{U_1U_2}{B}\cos(\theta+\beta); \\ Q_1 &= C_1\sin(\beta-\delta) - R\sin(\theta+\beta) = U_1^2\frac{D}{B}\sin(\beta-\delta) - \frac{U_1U_2}{B}\sin(\theta+\beta); \\ P_2 &= -C_2\cos(\beta-\alpha) + R\cos(\beta-\theta) = -U_2^2\frac{A}{B}\cos(\beta-\alpha) + \\ &\quad + \frac{U_1U_2}{B}\cos(\beta-\theta); \\ Q_2 &= -C_2\sin(\beta-\alpha) + R\sin(\beta-\theta) = -U_2^2\frac{A}{B}\sin(\beta-\alpha) + \\ &\quad + \frac{U_1U_2}{B}\sin(\beta-\theta). \end{aligned} \tag{4.61}$$

Pentru reprezentarea grafică se poate observa că, dacă U_1 și U_2 sînt constante, singura variabilă este unghiul θ, iar relațiile (4.59) și (4.61) stabilesc legătura dintre puterile active și reactive și acest unghi. Ca urmare, ele exprimă locul geometric după care variază puterile la intrarea și la ieșirea din linie în funcție de variabila θ. În acest scop, se trasează în figura 4.13 fazorii $\underline{C}_1$ și $\underline{C}_2$, constanți ca mărime și fază și fazorii $\underline{R}_1$ și $\underline{R}_2$, constanți ca mărime, însă cu fază variabilă.

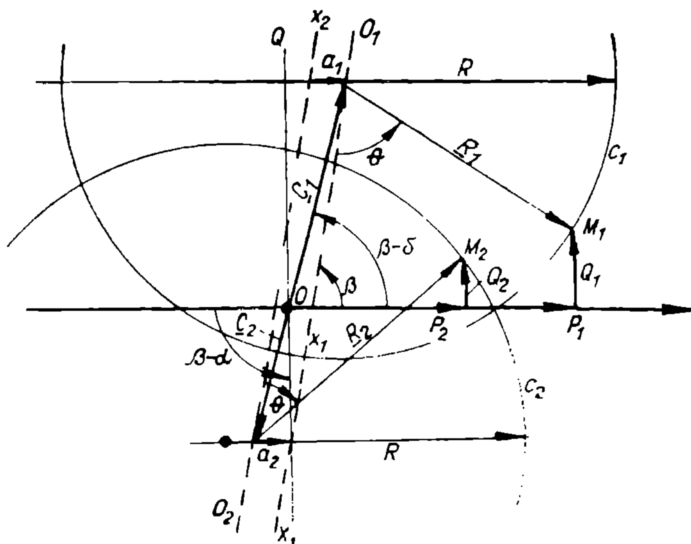


Fig. 4.13. Diagrama circulară a unei linii electrice lungi.

După cum se observă din figură fazorii corespunzători expresiilor complexe (4.59) se deplasează pe cercuri de rază $R = \frac{U_1 U_2}{B}$ care constituie diagramele circulare de putere ale liniei. Coordonatele centrelor cercurilor O_1 și O_2 sînt fixate de fazorii $\underline{C}_1$ și $\underline{C}_2$. La creșterea unghiului θ fazorul $\underline{R}$ se rotește în sens contrar acelor unui ceasornic pe cercul mărimilor de intrare și în același sens cu acele unui ceasornic — pe cercul mărimilor de ieșire din linie.

Regimul la extremitatea de intrare este determinat de punctul M_1 de pe cercul superior c_1, iar regimul la extremitatea de ieșire corespunde punctului M_2 de pe cercul inferior c_2. Puterile active și reactive reprezintă proiecțiile fazorilor $\underline{S}_1$ și $\underline{S}_2$ pe axa reală și imaginară. Dreptele O_1x_1 și O_2x_2 fac unghiul β cu axa $\overline{OP}$, iar unghiurile $x_1O_1M_1$ și $x_2O_2M_2$ reprezintă defazajul dintre tensiunile de intrare și de ieșire din linie.

O b s e r v a ț i i. *1.* Centrele O_1 și O_2 ale cercurilor sînt coliniare numai dacă $\beta - \alpha = \beta - \delta$, adică dacă $\underline{A} = \underline{D}$.

2. După cum rezultă din figura 4.13 puterile active la intrarea și la ieșirea din linie cresc cu unghiul θ și ating valorile maxime cînd fazorul $\underline{R}$ se află în poziție orizontală. Dacă se notează cu a_1 și a_2 părțile reale ale fazorilor $\underline{C}_1$ și $\underline{C}_2$, rezultă că:

$$\begin{aligned} P^*_{1max} &= a_1 + R = U_1^2 \frac{D}{B} \cos(\beta - \delta) + \frac{U_1 U_2}{B}; \\ P_{2max} &= -a_2 + R = -U_2^2 \frac{A}{B} \cos(\beta - \alpha) + \frac{U_1 U_2}{B}. \end{aligned} \tag{4.64}$$

* Puterea P_{1max} reprezintă limita ideală de putere, care determină o limită a stabilității statice a unei linii, cînd tensiunile U_1 și U_2 sînt fixate.

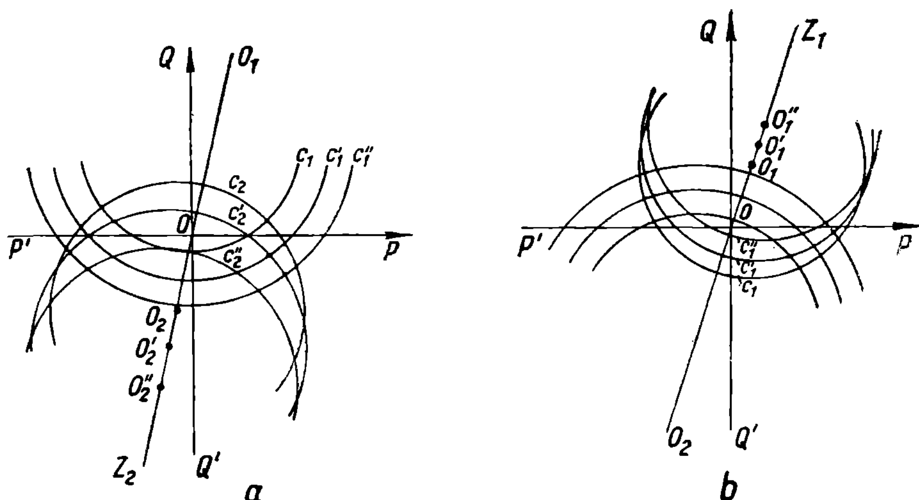


Fig. 4.14. Diagramele circulare ale liniilor electrice lungi cu: *a* — U_1 = const.; U_2 = variabil; *b* — U_2 = const.; U_1 = variabil.

3. Poziția centrului O_1 este fixată de valoarea tensiunii U_1 și aceea a centrului O_2 de valoarea tensiunii U_2. Dacă U_1 este fixat și se variază U_2 se obține o dublă familie de cercuri. Cercurile c_1, c_1', c_1'' ... sînt concentrice, în timp ce centrele O_2, O_2', O_2'' ale cercurilor c_2, c_2', c_2'' ... se deplasează pe o dreaptă fixă $\overline{OZ}_2$, ca în figura 4.14, *a*.

Reciproc, dacă U_2 este menținută constantă și U_1 variază, cercurile c_2, c_2', c_2'' ... sînt concentrice, în timp ce centrele O_1, O_1', O_1'' ... ale cercurilor c_1, c_1', c_1'' ... sînt situate pe o dreaptă fixă $\overline{OZ}_1$, ca în figura 4.14, *b*.

4. În cazul liniilor electrice fără pierderi, partea reală a cantităților complexe $\underline{C}$ este nulă. Prin urmare, centrele diagramelor circulare se situează pe axa mărimilor imaginare și valoarea limită a puterilor transmise este egală cu raza diagramelor circulare. În cazul unor astfel de linii, puterea de la ieșirea din linie este egală cu cea de la intrare.

4.7. Regimuri de funcționare ale liniilor electrice lungi

Regimurile de lucru ale unei linii electrice se pot studia ținînd seama atît de lungimea ei în comparație cu lungimea de undă, cît și de încărcarea acesteia și nivelul tensiunilor la cele două capete.

În primul caz se vor prezenta liniile sfert de undă și jumătate de undă, iar în al doilea caz se vor discuta funcționarea liniilor în gol și a celor cu tensiuni egale la cele două capete.

4.7.1. **Linii sfert de undă.** Dacă lungimea liniei este egală cu un sfert din lungimea de undă ($L = \lambda/4 = 1\,500$ km), coeficienții transportului de energie dați de relațiile (4.24) capătă valorile particulare:

$$\underline{A} = \mathrm{j}\,\frac{R_0\lambda}{8Z_c}; \quad \underline{B} = -\frac{R_0\lambda}{4\pi} + \mathrm{j}Z_c; \quad \underline{C} = \frac{R_0}{2Z_0Z_c} + \mathrm{j}\,\frac{2\pi}{Z_0\lambda},$$

iar ecuațiile de funcționare devin:

$$\underline{U}_1 = j\frac{R_0\lambda}{8Z_c}\underline{U}_2 + \left(-\frac{R_0\cdot\lambda}{4\pi} + jZ_c\right)\underline{I}_2;$$

$$\underline{I}_1 = \left(\frac{R_0}{2Z_0Z_c} + j\frac{2\pi}{Z_0\lambda}\right)\underline{U}_2 + j\frac{R_0\lambda}{8Z_c}\underline{I}_2. \qquad (4.63)$$

Pentru valorile uzuale ale mărimilor care intervin în definirea coeficienților $\underline{B}$ și $\underline{C}$, se constată că părțile reale sînt mult mai mici decît cele imaginare și ca urmare se pot neglija, ceea ce este echivalent cu neglijarea rezistenței liniei.

În această ipoteză $Z_0 \approx X_0$, partea imaginară a coeficientului $\underline{C}$ devine egală cu $\frac{1}{Z_c}$, iar ecuațiile (4.63) se pot scrie sub forma:

$$\underline{U}_1 = jZ_c\underline{I}_2; \quad \underline{I}_1 = j\frac{\underline{U}_2}{Z_c}, \qquad (4.64)$$

care reprezintă condiții de funcționare neașteptate. Tensiunea $\underline{U}_1$ nu depinde de tensiunea $\underline{U}_2$, însă este direct proporțională cu curentul $\underline{I}_2$ de la ieșirea din linie. De asemenea, curentul $\underline{I}_1$ nu depinde de curentul $\underline{I}_2$, însă este direct proporțional cu tensiunea $\underline{U}_2$ de la ieșirea din linie.

Îndeplinirea acestor condiții ridică următoarele dificultăți principiale.

1. Considerînd tensiunea de la intrare constantă, rezultă că curentul de la ieșire este constant, oricare ar fi sarcina Z_2. Deci, dacă întîmplător linia este întreruptă la extremitatea receptoare ($Z_2 = \infty$), tensiunea $\underline{U}_2 = \underline{Z}_2\underline{I}_2$ din acest punct crește indefinit (efectul Ferranti). Concluzia practică imediată este că deschiderea bruscă a liniei la extremitatea receptoare cînd ea se află sub tensiune, constituie un fapt foarte periculos, deoarece în acest caz linia funcționează ca un circuit în gol cu o tensiune considerabilă în acest punct.

2. Reglarea puterii transmise se poate face prin variația tensiunii de intrare, în condiții practice dificile. Astfel, presupunînd factorul de putere al consumatorului egal cu unitatea rezultă că:

$$P_2 = S_2 = U_2I_2 = U_2\frac{U_1}{Z_c}.$$

Tensiunea U_2 la consumator nu poate fi variată în limite largi și prin urmare variația puterii transmise poate fi efectuată numai prin variația tensiunii U_1.

Dacă U_2 = const., atunci conform ecuațiilor (4.64) I_1 = const., ceea ce duce la funcționarea liniei în condiții neobișnuite, cu curent constant și tensiune variabilă. Practic, aceste condiții s-ar putea asigura printr-o conectare în serie a înfășurărilor secundare ale transformatoarelor ridicătoare și prin reglajul în limite largi a tensiunii înfășurărilor primare, ceea ce constituie soluții care nu sînt uzuale.

3. Dacă sarcina este egală cu puterea naturală a liniei, atunci tensiunile de intrare și de ieșire sînt egale în valoare absolută, însă defazate cu 90°, ($\underline{U}_1 = j\underline{U}_2$).

Cînd puterea transportată este mai mică decît puterea naturală, tensiunea la intrare și în orice punct al liniei este mai mică decît tensiunea la ieșire. Dimpotrivă, dacă puterea transportată este mai mare decît puterea naturală,

atunci tensiunea la intrare și în orice punct al liniei este mai mare decît tensiunea la sosire, ceea ce impune condiții speciale de dimensionare a izolației.

Pentru cazul în care unghiul de stabilitate dintre tensiunile U_1 și U_2 tinde către 90°, factorul de putere la consumator crește și atinge valoarea unitară. În aceste condiții, instalația de transport de energie funcționează la limita stabilității statice pentru orice putere transmisă pe linie. Într-adevăr, din expresia puterii aparente:

$$\underline{S}_1 = \underline{U}_1\underline{I}_1^* = \frac{U_1U_2}{Z_c}\underline{|\theta - 90°}, \tag{4.65}$$

se deduce că:

$$P_1 = \frac{U_1U_2}{Z_c}\cos(\theta - 90°) = \frac{U_1U_2}{Z_c}\sin\theta, \tag{4.66}$$

care arată că pentru $\theta = 90°$, puterea transmisă reprezintă o limită superioară. În aceste condiții, oricît de mici ar fi reactanțele generatoarelor și transformatoarelor, stabilitatea funcționării în paralel poate fi compromisă. Ea se îmbunătățește în cazul cînd $\underline{I}_2$ are o componentă reactivă mare, fapt care impune utilizarea unor instalații de producere a puterii reactive (compensatoare sincrone sau condensatoare statice).

Relevînd și faptul că liniile sfert de undă nu permit interconectări și nici derivații, rezultă clar că acest sistem de transport nu poate fi folosit, conducînd la condiții de funcționare neacceptabile din punct de vedere tehnic.

4.7.2. **Linie jumătate de undă.** În acest caz, lungimea liniilor $L = \frac{\lambda}{2} = 3\,000$ km și coeficienții transportului de energie exprimați prin relațiile (4.24) au valorile:

$$A = -1; \quad B = -\frac{\lambda R_0}{4}; \quad C = -\frac{\pi R_0}{2Z_0Z_c},$$

iar ecuațiile de funcționare devin:

$$\underline{U}_1 = -\underline{U}_2 - \frac{\lambda R_0}{4}\underline{I}_2 \quad \text{și} \quad \underline{I}_1 = -\frac{\pi R_0}{2Z_0Z_c}\underline{U}_2 - \underline{I}_2 \tag{4.67}$$

sau dacă se neglijează pierderile:

$$U_1 = -U_2 \quad \text{și} \quad I_1 = -I_2. \tag{4.68}$$

Ultimele ecuații pun în evidență faptul că pentru astfel de linii fără pierderi, indiferent de sarcină, curenții și tensiunile la capete sînt egale și de semn opus, ceea ce prezintă interes, cu atît mai mult, cu cît chiar la astfel de distanțe, nu apar dificultăți din punct de vedere al stabilității și al funcționării în gol.

4.7.3. **Funcționarea liniilor cu tensiuni egale la capete.** În regim normal de funcționare liniile electrice de înaltă tensiune au tensiunile la cele două capete diferite ca modul și ca fază. Uneori, mai ales în cazul liniilor de foarte înaltă tensiune, tensiunile la cele două capete pot fi egale în valoare absolută, ceea ce permite, pe de o parte, reducerea pierderilor de putere și, pe de altă

parte, condiții mai ușoare pentru efectuarea reglajului de tensiune la consumator.

O astfel de funcționare se caracterizează printr-un anumit regim de circulație al puterilor reactive în linie.

Pentru punerea în evidență a acestui regim și a unor condiții tehnice de funcționare a liniei, se vor considera ecuațiile (4.51) ale liniilor fără pierderi.

Se consideră tensiunea U_2 ca origine de fază, egală în valoare absolută cu tensiunea de intrare U_1. Dacă unghiul de defazaj dintre tensiuni este θ, se poate scrie că:

$$\underline{U}_2 = U_2 \underline{|0} \quad \text{și} \quad \underline{U}_1 = U_2 \underline{|\theta} = U_2(\cos\theta + \mathrm{j}\sin\theta).$$

În aceste condiții, ecuația tensiunilor din (4.51) devine:

$$U_2(\cos\theta + \mathrm{j}\sin\theta) = U_2\cos\beta + \mathrm{j}Z_c\frac{P_2 - \mathrm{j}Q_2}{U_2}\sin\beta, \tag{4.69}$$

din care separînd părțile reală și imaginară și efectuînd calculele, rezultă:

$$U_2^2\cos\theta = U_2^2\cos\beta + Z_cQ_2\sin\beta \quad \text{și} \quad U_2^2\sin\theta = Z_cP_2\sin\beta. \tag{4.70}$$

Rezolvînd acest sistem de ecuații în raport cu Q_2, se determină puterea reactivă necesară la ieșire, în condiții de egalitate a valorii absolute a tensiunilor de intrare și de ieșire din linie, a cărei valoare este:

$$Q_2 = U_2^2\frac{\sqrt{1 - \frac{P_2^2Z_c^2}{U_2^4}\sin^2\theta} - \cos\beta}{Z_c\sin\beta} = U_2^2\frac{\sqrt{1 - \frac{P_2^2}{P_n^2}\sin^2\theta} - \cos\beta}{Z_c\sin\beta}, \tag{4.71}$$

în care s-a ținut seama că factorul Z_c^2/U_2^4 reprezintă inversul pătratului puterii naturale a liniei.

Puterea reactivă la intrare se calculează folosind un sistem de ecuații analog cu (4.51), în funcție de mărimile de intrare, adică:

$$\underline{U}_2 = \underline{U}_1\cos\beta - \mathrm{j}Z_c\underline{I}_1\sin\beta \quad \text{și} \quad \underline{I}_2 = -\mathrm{j}\frac{\underline{U}_1}{Z_c}\sin\beta + \underline{I}_1\cos\beta. \tag{4.72}$$

Considerînd ca origine de fază tensiunea U_1 și respectînd aceleași condiții indicate mai sus, rezultă:

$$\underline{U}_1 = U_1\underline{|0} = U_1; \quad \underline{U}_2 = U_2\underline{|-\theta} = U_2(\cos\theta - \mathrm{j}\sin\theta)$$

și respectiv:

$$U_2(\cos\theta - \mathrm{j}\sin\theta) = U_2\cos\beta - \mathrm{j}\frac{Z_c}{U_2}(P_1 - \mathrm{j}Q_1)\sin\beta. \tag{4.73}$$

Separînd părțile reale și cele imaginare din ecuația (4.73) se obține:

$$U_2^2\cos\theta = U_2^2\cos\beta - Z_cQ_1\sin\beta \quad \text{și} \quad U_2^2\sin\theta = Z_cP_1\sin\beta, \tag{4.74}$$

$$Q_1 = -U_2^2\frac{\sqrt{1 - \frac{P_1^2Z_c^2}{U_2^4}\sin^2\theta} - \cos\beta}{Z_c\sin\beta} = -U_2^2\frac{\sqrt{1 - \frac{P_1^2}{P_n^2}\sin^2\theta} - \cos\beta}{Z_c\sin\beta}. \tag{4.75}$$

Ținînd seama că în condițiile date pentru linie $P_1 = P_2$ (linia se consideră fără pierderi), rezultă din compararea relațiilor (4.71) și (4.75) că $Q_1 = -Q_2$.

Acest lucru permite să se tragă concluzia că, pe o linie fără pierderi, transportul de energie se realizează cu tensiuni egale la cele două capete, dacă puterile reactive corespunzătoare sînt egale în valoare absolută, dar au sensuri contrarii.

Analiza relaţiilor (4.71) şi (4.75) permite să se discute variaţia puterii reactive în funcţie de puterea transportată pe linie.

Astfel, pentru cazul funcţionării liniei în gol ($P_1 = P_2 = 0$), puterile reactive necesare pentru îndeplinirea condiţiei de egalitate a tensiunilor sînt:

$$-Q_{10} = Q_{20} = U_2^2 \frac{1 - \cos\beta}{Z_c \sin\beta}. \tag{4.76}$$

Dacă linia este scurtă, dezvoltînd în serie funcţiile trigonometrice şi considerînd numai primii doi termeni din seria lui $\cos\beta$ şi un termen din seria lui $\sin\beta$, se obţine:

$$- Q_{10} = Q_{20} = U_2^2 \frac{\pi L}{Z_c \lambda} = \frac{1}{2} U_2^2 \omega C. \tag{4.77}$$

Rezultă că, pentru menţinerea egalităţii tensiunilor la o astfel de linie, aceasta are nevoie, atît de la sursă cît şi de la utilizare, de o putere reactivă egală cu jumătate din puterea ei capacitivă.

Dacă puterea transportată creşte şi devine egală cu puterea naturală ($P_2 = P_n$), puterile reactive necesare pentru menţinerea tensiunilor egale scad şi devin la limită egale cu zero.

Dacă puterea de transport creşte şi devine mai mare decît puterea naturală, puterile reactive încep să crească în valoare absolută, însă îşi schimbă sensul.

Există însă o limită superioară a puterii transportate, pentru care linia dată poate funcţiona cu tensiuni egale la capete; ea rezultă din condiţia care permite obţinerea unor valori reale ale puterii reactive (expresia de sub semnul radical să fie mai mare decît zero), avînd valoarea:

$$P_{2max} = \frac{P_n}{\sin\theta}. \tag{4.78}$$

Acestei puteri active maxime îi corespund puterile reactive:

$$Q_{2max} = - Q_{1max} = - \frac{U_2^2}{Z_c} \operatorname{cotg}\beta = - P_n \operatorname{cotg}\beta. \tag{4.79}$$

Deşi în condiţiile de circulaţie a puterii reactive impuse mai sus se realizează egalitatea tensiunilor la cele două capete, de-a lungul liniei tensiunea variază atît ca fază, cît şi ca modul.

Într-adevăr, fie U_x tensiunea pe o linie fără pierderi la distanţă x faţă de origine, exprimată în funcţie de mărimile de ieşire:

$$\underline{U}_x = U_2 \cos\beta_x + jZ_c I_2 \sin\beta_x = U_2 \cos\beta_x + \frac{Q_2 Z_c}{U_2} \sin\beta_x + j \frac{Z_c P_2}{U_2} \sin\beta_x, \tag{4.80}$$

unde s-a ţinut seama că curentul monofazat este:

$$\underline{I}_2 = \frac{P_2 - jQ_2}{U_2}.$$

Relația (4.80) permite să se determine atît modulul tensiunii în punctul x de pe linie, cît și defazajul acesteia, adică:

$$U_x^2 = U_2^2 \cos^2 \beta_x + 2Q_2 Z_c \sin \beta_x \cos \beta_x + \frac{Q_2^2 Z_c^2}{U_2^2} \sin^2 \beta_x + \frac{P_2^2 Z_c^2}{U_2^2} \sin^2 \beta_x;$$

$$\operatorname{tg} \theta_x = \frac{P_2}{P_n \operatorname{cotg} \beta_x + Q_2}. \tag{4.81}$$

Efectuînd derivata primei expresii din (4.81) în punctul $x = 0$ se obține:

$$\left| \frac{\mathrm{d}(U_x^2)}{\mathrm{d}x} \right|_{x=0} = \frac{4\pi}{\lambda} Z_c Q_2, \tag{4.82}$$

a cărei interpretare permite să se găsească variația tensiunii în lungul liniei, în funcție de puterea reactivă. Această variație este prezentată în figura 4.15 și corespunde următoarelor trei situații.

— Dacă $Q_2 > 0$, derivata este pozitivă, ceea ce arată că tensiunea crește de la utilizare către mijlocul liniei, atinge un maximum și apoi începe să descrească; în acest caz puterea transportată este mai mică decît puterea naturală.

— Dacă $Q_2 < 0$, derivata este negativă și tensiunea descrește către mijlocul liniei, atinge un minimum, după care începe să crească; în acest caz puterea transportată este mai mare decît puterea naturală.

— Dacă $Q_2 = 0$, derivata este nulă și tensiunea rămîne constantă ca valoare absolută în lungul liniei; în acest caz puterea transportată este egală cu puterea naturală a liniei.

Locul în care apar valorile maxime sau minime ale tensiunii în lungul liniei se determină anulînd derivata primei expresii din (4.81), obținîndu-se:

$$\operatorname{tg} 2\beta x_m = \operatorname{tg} \frac{4\pi x_m}{\lambda} = \frac{2Q_2 U_2^2 Z_c}{U_2^4 - Z_c^2 (P_2^2 + Q_2^2)}, \tag{4.83}$$

unde:

x_m reprezintă distanța măsurată de la ieșirea către intrarea în linie;
Q_2 — puterea reactivă exprimată prin relația (4.71).

În mod identic se poate proceda la determinarea puterii reactive într-o linie cu pierderi, cînd tensiunile la capetele acesteia sînt egale.

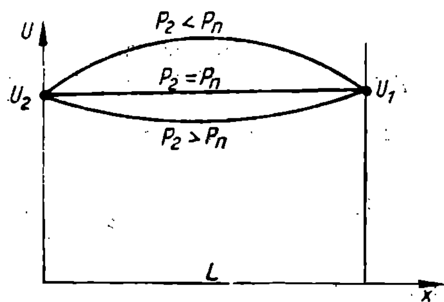


Fig. 4.15. Variația tensiunii de-a lungul unei linii electrice fără pierderi, cu tensiuni egale la cele două capete.

În acest caz, evident că se ține seama de relațiile (4.24) ale coeficienților $\underline{A}$, $\underline{B}$ și $\underline{C}$, iar puterile active și reactive la intrarea și la ieșirea din linie nu mai sînt egale. Variația calitativă a tensiunii pe linie este aceeași.

4.7.4. **Funcționarea liniilor lungi în gol.** Pentru o linie care funcționează în gol ($I_2 = 0$), ecuațiile de funcționare (4.12) devin:

$$\underline{U}_1 = \underline{A}\underline{U}_2 \quad \text{și} \quad \underline{I}_1 = \underline{C}\underline{U}_2.$$

Deoarece pe o linie în gol tensiunea crește către utilizare (capătul deschis), este interesant de urmărit variația raportului dintre tensiuni, adică:

$$\frac{\underline{U}_1}{\underline{U}_2} = \underline{A} = \cos\frac{2\pi L}{\lambda} + j\frac{R}{2Z_c}\sin\frac{2\pi L}{\lambda};$$

$$\frac{U_1}{U_2} = \sqrt{\cos^2\frac{2\pi L}{\lambda} + \frac{R^2}{4Z_c^2}\sin^2\frac{2\pi L}{\lambda}}$$

și:

$$\operatorname{tg}\theta = \frac{R}{2Z_c}\operatorname{tg}\frac{2\pi L}{\lambda}. \qquad (4.85)$$

În figura 4.16 este dată variația raportului tensiunilor și a unghiului θ, considerînd că cel de-al doilea termen de sub semnul radical este neglijabil de mic în raport cu primul. Din această figură se pot face următoarele constatări.

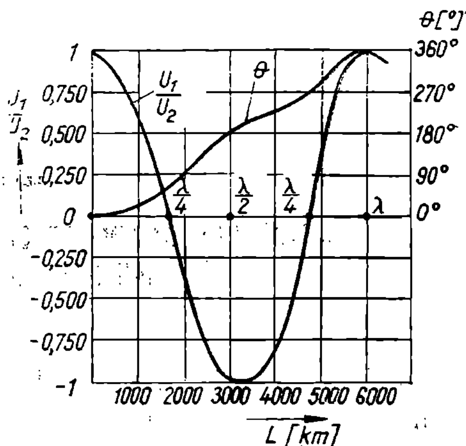


Fig. 4.16. Variația raportului tensiunilor și a unghiului de defazaj pentru o linie lungă care funcționează în gol.

— Pentru $L = \frac{\lambda}{2}$ și $L = \lambda$ tensiunile la plecare și la sosire sînt egale între ele, ceea ce, așa cum s-a arătat, nu înseamnă că tensiunea de-a lungul liniei rămîne aceeași.

— Pentru $L = \frac{\lambda}{4}$ și $L = 3\frac{\lambda}{4}$ raportul dintre tensiuni este foarte mic, adică dacă se menține constantă tensiunea la plecare, tensiunea de la sosire crește foarte mult, ceea ce s-a constatat mai înainte. Această creștere este însă diminuată de rezistența conductoarelor liniei, precum și de pierderile prin efectul corona care, datorită depășirii tensiunii critice, cresc foarte mult.

— Unghiul θ, care reprezintă defazajul dintre $\underline{U}_1$ și $\underline{U}_2$ crește continuu cu lungimea liniei, ajungînd la valoarea de 360° pentru $L = \lambda$.

Capitolul 5

STABILIREA CĂDERILOR ŞI PIERDERILOR DE TENSIUNE ÎN LINIILE ŞI REŢELELE ELECTRICE

Într-o reţea electrică tensiunea prezintă, de la un moment la altul, variaţii cauzate atît de consumatorii de energie, cît şi de reţeaua însăşi.

Influenţa consumatorilor asupra nivelului de tensiune se datorează faptului că aceştia îşi modifică permanent curba de sarcină şi prin aceasta modifică circulaţia puterilor active şi reactive din reţea. Variaţiile de tensiune sînt cu atît mai mari, cu cît raportul dintre sarcina maximă şi cea minimă, cerute de consumator, este mai mare. Influenţa reţelei electrice se manifestă prin modificarea tensiunii la bornele generatoarelor din centrale sau la barele staţiilor de transformare, prin materialul conductor din care sînt confecţionate liniile electrice şi prin distanţa la care se racordează consumatorii.

Cînd aceste variaţii în raport cu tensiunea nominală sînt prea mari, funcţionarea consumatorilor se înrăutăţeşte.

Într-adevăr, consumatorii cei mai răspîndiţi — sursele de lumină, motoarele electrice, aparatele electrocasnice — îşi modifică mult caracteristicile în funcţie de tensiune. De exemplu, dacă tensiunea de alimentare a unei surse incandescente de lumină este mai mică decît tensiunea nominală, fluxul luminos al acesteia va scădea. Pentru o tensiune de alimentare $U_x < U_n$, variaţia fluxului luminos are loc conform relaţiei:

$$\left(\frac{U_x}{U_n}\right)^{3,6} = \frac{\Phi_x}{\Phi_n}, \tag{5.1}$$

care arată că pentru o scădere cu 5% a tensiunii faţă de tensiunea nominală, fluxul luminos se reduce cu aproape 15%.

Dimpotrivă, dacă tensiunea de alimentare creşte, atunci durata de funcţionare a sursei de lumină scade conform relaţiei:

$$\left(\frac{U_x}{U_x}\right)^{14} = \frac{D_x}{D_n}, \tag{5.2}$$

care arată că pentru o creştere cu 5% a tensiunii de alimentare faţă de tensiunea nominală, durata de funcţionare se reduce la jumătate.

Alimentarea motoarelor electrice asincrone cu tensiuni diferite faţă de tensiunea nominală modifică cuplul activ al acestora, conform relaţiei:

$$\left(\frac{U_x}{U_n}\right)^{2} = \frac{C_x}{C_n}, \tag{5.3}$$

care arată că pentru o scădere cu 10% a tensiunii de alimentare faţă de tensiunea nominală, cuplul activ scade cu 19%. În plus, rotoarele maşinilor capătă alunecări şi se încălzesc.

Dacă tensiunea de alimentare este mai mare decît tensiunea nominală, fierul maşinilor se saturează şi se încălzeşte, ceea ce determină solicitări termice ale izolaţiei.

Din cele arătate rezultă că funcţionarea consumatorilor în bune condiţii, impune variaţia tensiunii în anumite limite, în raport cu tensiunea nominală a acestora. Satisfacerea acestei cerinţe presupune, pe de o parte, alegerea corectă a secţiunii conductoarelor, în conformitate cu sarcina nominală a consumatorilor, şi pe de altă parte, un nivel corespunzător al tensiunii sursei de alimentare (centrală, staţie sau post de transformare).

5.1. Abateri admisibile ale tensiunii de alimentare a consumatorilor în raport cu tensiunea nominală

Pentru asigurarea funcţionării consumatorilor la caracteristicile constructive prescrise, precum şi pentru asigurarea unui nivel minim al pierderilor de energie electrică în reţele, se stabilesc anumite abateri admisibile de tensiune, ale căror valori nu trebuie depăşite în exploatare. Aceste abateri sînt funcţie atît de tensiunea normalizată a reţelei, cît şi de tipul acesteia sau al consumatorilor.

Astfel, pentru reţele de distribuţie de curent alternativ cu tensiunile normalizate de 380/220, 660 şi 1 000 V, abaterile admisibile sînt indicate în tabela 5.1.

Tabela 5.1

Abateri admisibile ale tensiunilor reţelelor de distribuţie de curent alternativ

Tensiunea nominală a reţelei, [V]	Tipul reţelei sau al consumatorului alimentat		Limitele admisibile ale abaterilor procentuale (din tensiunea nominală)
380/220	aeriană	care alimentează aglomerări cu mai puţin de 1 000 locuitori	±10
		care alimentează aglomerări cu mai mult de 1 000 de locuitori	± 7
660	aeriană şi subterană		± 5
1 000	alimentează consumatori industriali		±10
	distribuţie publică		Nu se normează

Pentru reţelele de distribuţie cu tensiunile nominale de 208/120 şi 500 V, care nu mai sînt normalizate şi ca urmare, nu pot fi extinse decît în mod limitat, abaterile admisibile sînt date în tabela 5.2.

Tabela 5.2

Abateri admisibile ale tensiunilor rețelelor de distribuție cu $U_n = 208/120$ V si 500 V

Tensiunea nominală a rețelei, [V]	Tipul rețelei	Limitele admisibile ale abaterilor procentuale
208/120	aeriană	± 7
	subterană	± 5
500	aeriană	±10

Tabela 5.3

Abateri admisibile ale tensiunilor rețelelor cu $U_n = 110 — 400$ kV

Tensiunea nominală U_n [kV]	Limitele admisibile ale abaterilor procentuale
110	±10
220	±10
400	±5; —10

Pentru tensiunile de transport normalizate de 110, 220 și 400 kV, abaterile procentuale limită sînt prezentate în tabela 5.3.

Pentru rețelele electrice cu alte tensiuni nominale decît cele specificate în tabela 5.3, însă mai mari decît 1 kV, limitele admisibile ale abaterilor procentuale în raport cu tensiunea de servici nu se normează decît atunci cînd la aceste rețele sînt conectați nemijlocit consumatori de energie electrică. În acest caz, limitele admisibile ale abaterilor procentuale se fixează la ±5%.

5.2. Determinarea căderilor de tensiune în liniile electrice alimentate la un capăt

Pentru calculul căderilor de tensiune în rețelele electrice trebuie să se cunoască distribuția puterilor sau a curenților în fiecare latură și să se întocmească schema echivalentă corespunzătoare.

În cazul liniilor electrice sau a rețelelor cu configurație radială, simplă sau cu ramificații (arborescentă), distribuția aproximativă a curenților sau a puterilor rezultă fără dificultate, prin aplicarea primei teoreme a lui Kirchhoff, pornind de la ultimii consumatori către sursa de alimentare.

Dacă se întocmesc schemele echivalente, în conformitate cu cele arătate în capitolele anterioare, căderile de tensiune se pot determina, folosind diagramele fazoriale, care leagă valorile efective ale tensiunilor, curenților și argumentele acestora.

5.2.1. **Linie electrică reprezentată printr-o impedanță *.** Fie linia electrică monofazată din figura 5.1, reprezentată prin impedanța $\underline{Z} = R + jX$, care alimentează consumatorul *C*. Deoarece s-a neglijat admitanța, intensitatea curentului în fiecare punct al instalației este aceeași, în timp ce puterile active și reactive sînt diferite.

Dacă tensiunea pe fază, $\underline{V}_1$, la capătul de alimentare al rețelei este menținută constantă, printr-o intervenție convenabilă a unui mijloc oarecare

* O astfel de reprezentare corespunde mai ales liniilor electrice de medie tensiune (6—35 kV).

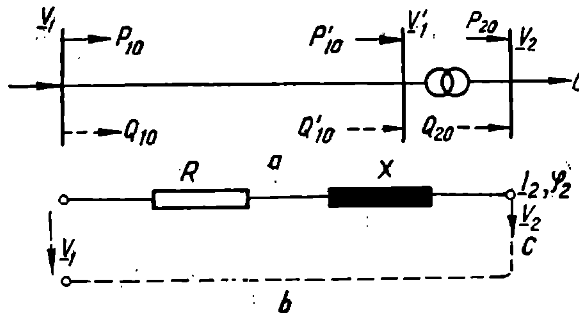


Fig. 5.1. Rețea electrică radială:
a — schema inițială; *b* — schema echivalentă.

de reglaj, conectat în locul respectiv și tensiunea pe fază, $\underline{V}_2$, la consumator este luată ca origine de fază, atunci legătura între aceste două mărimi este stabilită cu ajutorul fazorului $\underline{AB}$ și a componentelor sale $\overline{AD}$ și $\overline{BD}$, din figura 5.2. În această diagramă curentul corespunde consumatorului *C* și este considerat inductiv.

Fazorul $\underline{AB}$ reprezintă diferența geometrică sau fazorială dintre tensiunea de la începutul liniei și cea de la finele acesteia, adică:

$$\underline{AB} = \underline{V}_1 - \underline{V}_2 = \Delta \underline{V} = \underline{Z}\underline{I}_2 \tag{5.4}$$

și din această cauză se numește *cădere de tensiune geometrică* sau simplificat, *cădere de tensiune*. Proiecțiile ei pe cele două axe corespund segmentelor $\overline{AD} = \Delta V$ și $\overline{BD} = \delta V$ și reprezintă componentele longitudinală și transversală ale căderii de tensiune, ale căror valori rezultă prin proiectarea pe cele două axe, reală și imaginară, a fazorilor $\underline{AC}$ și $\underline{CB}$:

$$\Delta V = RI_2 \cos \varphi_2 + XI_2 \sin \varphi_2 = RI_{2a} + XI_{2r};$$
$$\delta V = -RI_2 \sin \varphi_2 + XI_2 \cos \varphi_2 = -RI_{2r} + XI_{2a}, \tag{5.5}$$

unde:

φ_2 reprezintă defazajul curentului $\underline{I}_2$ în raport cu originea de fază $\underline{V}_2$;
I_{2a} și I_{2r} — componentele activă și reactivă ale curentului $\underline{I}_2$.

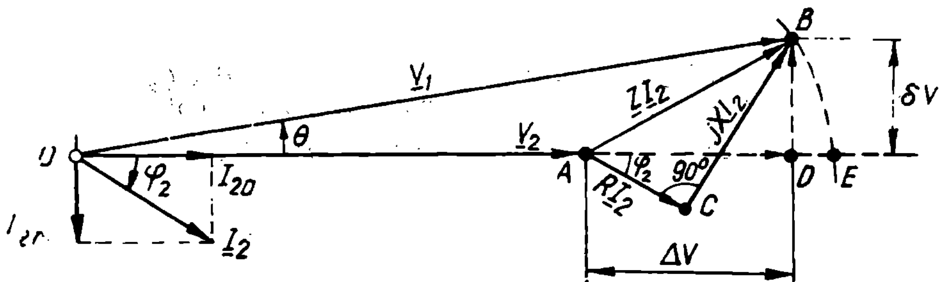


Fig. 5.2. Stabilirea căderii de tensiune pe o linie care alimentează o singură sarcină.

Fie arcul de cerc trasat cu o rază egală tensiunii de alimentare V_1, care intersectează axa orizontală în punctul E. Diferența algebrică între tensiunea de alimentare și cea de la consumator, reprezentată prin segmentul:

$$\overline{AE} = V_1 - V_2 = DV \tag{5.6}$$

se numește *cădere de tensiune algebrică* sau *pierdere de tensiune*. Deoarece ea este definită de diferența valorilor efective a celor două tensiuni, valoarea ei este măsurabilă cu ajutorul unui voltmetru.

Unghiul θ, care reprezintă defazajul dintre cele două tensiuni, $\underline{V}_1$ și $\underline{V}_2$, se numește *unghi de stabilitate* și valoarea lui influențează funcționarea în paralel a rețelelor. Cînd acesta are valori mici, componenta transversală a căderii de tensiune se poate neglija, iar componenta longitudinală se identifică cu pierderea de tensiune ($DV \approx \Delta V$).

Dacă unghiul θ are valori mai mari, eroarea introdusă prin identificarea celor două mărimi este de 3—5%. În acest caz, pierderea de tensiune se poate determina direct, scriind că:

$$DV = V_1 - V_2 = \sqrt{(V_2 + \Delta V)^2 + (\delta V)^2} - V_2 \approx \Delta V + \frac{1}{2}\frac{(\delta V)^2}{V_2 + \Delta V}, \tag{5.7}$$

în care s-au considerat numai primii doi termeni din dezvoltarea în serie a expresiei de sub semnul radical.

Ținînd seama de expresiile (5.5) și de faptul că $V_2 \gg \Delta V$, expresia (5.7) se poate pune sub forma:

$$DV \approx RI_2 \cos\varphi_2 + XI_2 \sin\varphi_2 + \frac{(XI_2\cos\varphi_2 - RI_2\sin\varphi_2)^2}{2V_2}, \tag{5.8}$$

în care tensiunea de la consumator este necunoscută. De aceea, se introduce tensiunea pe fază corespunzătoare tensiunii nominale * a liniei, pierderea de tensiune fiind definită de relația:

$$DV \approx RI_2 \cos\varphi_2 + XI_2 \sin\varphi_2 + \frac{(XI_2\cos\varphi_2 - RI_2\sin\varphi_2)^2}{2V_n}. \tag{5.8'}$$

În rețelele electrice, consumatorii de energie sînt reprezentați, în general, prin puterile lor active și reactive. În cazul figurii 5.1, dacă se notează cu P_{20} și Q_{20} puterile monofazate, activă și reactivă, absorbite de consumator, expresiile (5.5) și (5.8') se pun sub forma:

$$\Delta V = \frac{RP_{20} + XQ_{20}}{V_n}; \qquad \delta V = \frac{XP_{20} - RQ_{20}}{V_n};$$

$$DV = \frac{RP_{20} + XQ_{20}}{V_n} + \frac{(XP_{20} - RQ_{20})^2}{2V_n^3}. \tag{5.9}$$

Dacă se consideră puterile trifazate, activă P_2 și reactivă Q_2 și tensiunea nominală a liniei corespunzătoare tensiunii între faze, se obține:

$$\Delta U = \frac{P_2R + Q_2X}{U_n}; \qquad \delta U = \frac{P_2X - Q_2R}{U_n};$$

$$DU = \frac{P_2R + Q_2X}{U_n} + \frac{(P_2X - Q_2R)^2}{2U_n^3}. \tag{5.10}$$

* Tensiunea nominală a unei instalații electrice corespunde tensinnii compuse.

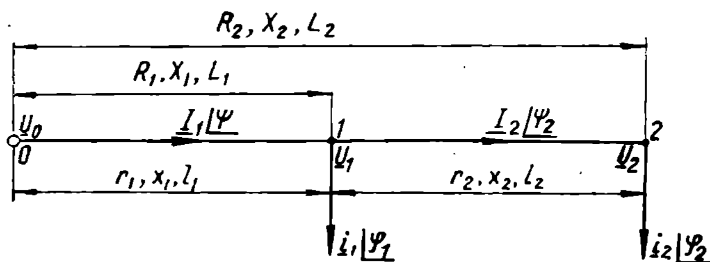


Fig. 5.3. Schema electrică monofazată a unei linii care alimentează mai multe sarcini.

Cînd linia alimentează mai multe sarcini, expresiile căderilor de tensiune se pot deduce în acelaşi mod. De exemplu, pentru cazul prevăzut în figura 5.3 cu doi consumatori, diagrama fazorială exactă corespunde figurii 5.4, *a*, unde defazajele curenţilor se consideră faţă de fazorii de tensiune care corespund sarcinilor. Expresiile analitice ale căderilor de tensiune deduse din această diagramă sînt complicate, greu de aplicat şi nu sînt necesare pentru scopuri practice. De aceea, se va utiliza diagrama fazorială aproximativă dată în

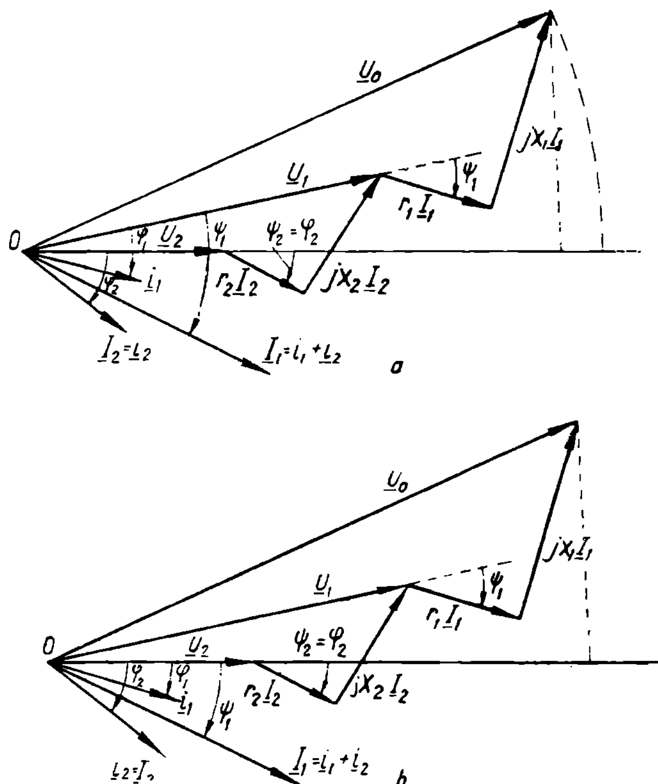


Fig. 5.4. Diagramele fazoriale ale căderilor de tensiune în cazul unei linii cu două sarcini:

a — construcţia exactă; *b* — construcţia aproximativă.

figura 5.4, *b*, în care unghiurile de defazaj ale curenților se măsoară în raport cu fazorul de tensiune de la capătul liniei (în cazul fig. 5.4 fazorul $\underline{U}_2$). Folosind proiecțiile pe cele două axe, reală și imaginară, din diagrama corespunzătoare figurii 5.4, *b*, se obțin următoarele expresii ale căderilor de tensiune:

$$\Delta U = \sqrt{3}\,[R_1 \cos\varphi_1 + X_1 \sin\varphi_1)\, i_1 + (R_2 \cos\varphi_2 + X_2 \sin\varphi_2)\, i_2];$$

$$\delta U = \sqrt{3}\,[(X_1 \cos\varphi_1 - R_1 \sin\varphi_1)\, i_1 + (X_2 \cos\varphi_2 - R_2 \sin\varphi_2)\, i_2];$$

$$DU = \sqrt{3}\left\{(R_1 \cos\varphi_1 + X_1 \sin\varphi_1)\, i_1 + (R_2 \cos\varphi_2 + X_2 \sin\varphi_2)\, i_2 + \right.$$

$$\left. + \frac{[(X_1 \cos\varphi_1 - R_1 \sin\varphi_1)\, i_1 + (X_2 \cos\varphi_2 - R_2 \sin\varphi_2)\, i_2]^2}{2U_n}\right\}. \qquad (5.11)$$

În aceste expresii mărimile R_1, R_2 și X_1, X_2 corespund rezistențelor și reactanțelor considerate măsurate de la capătul de alimentare al liniei (punctul de origine) pînă la punctele de conectare a sarcinilor, iar i_1 și i_2 reprezintă curenții de sarcină. Dacă se ține seama de curenții de linie I_1, I_2 și de rezistențele și reactanțele corespunzătoare ale liniei r_1, r_2, x_1, x_2, expresiile (5.11) devin:

$$\Delta U = \sqrt{3}\,[(r_1 \cos\psi_1 + x_1 \sin\psi_1)\, I_1 + (r_2 \cos\psi_2 + x_2 \sin\psi_2)\, I_2];$$

$$\delta U = \sqrt{3}\,[(x_1 \cos\psi_1 - r_1 \sin\psi_1)\, I_1 + (x_2 \cos\psi_2 - r_2 \sin\psi_2)\, I_2];$$

$$DU = \sqrt{3}\left\{(r_1 \cos\psi_1 + x_1 \sin\psi_1)\, I_1 + (r_2 \cos\psi_2 + x_2 \sin\psi_2)\, I_2 + \right.$$

$$\left. + \frac{[(x_1 \cos\psi_1 - r_1 \sin\psi_1)\, I_1 + (x_2 \cos\psi_2 - r_2 \sin\psi_2)\, I_2]^2}{2U_n}\right\}. \qquad (5.12)$$

Relațiile (5.11) și (5.12) se pot generaliza pentru cazul cînd linia alimentează *n* sarcini:

$$\Delta U = \sqrt{3}\sum_1^n (R_k \cos\varphi_k + X_k \sin\varphi_k)\, i_k = \sqrt{3}\sum_1^n (r_k \cos\psi_k + x_k \sin\psi_k)\, I_k;$$

$$\delta U = \sqrt{3}\sum_1^n (X_k \cos\varphi_k - R_k \sin\varphi_k)\, i_k = \sqrt{3}\sum_1^n (x_k \cos\psi_k - r_k \sin\psi_k)\, I_k;$$

$$DU = \sqrt{3}\left\{\sum_1^n (R_k \cos\varphi_k + X_k \sin\varphi_k)\, i_k + \right.$$

$$\left. + \frac{\sum_1^n [(X_k \cos\varphi_k - R_k \sin\varphi_k)\, i_k]^2}{2U_n}\right\} = \sqrt{3}\left\{\sum_1^n (r_k \cos\psi_k + \right.$$

$$\left. + x_k \sin\psi_k)\, I_k + \frac{\sum_1^n [(x_k \cos\psi_k - r_k \sin\psi_k)\, I_k]^2}{2U_n}\right\}. \qquad (5.13)$$

Ţinînd seama că consumatorii din reţelele electrice sînt exprimaţi prin puterile lor, activă şi reactivă, componentele căderii de tensiune se pot exprima cu relaţiile *:

$$\Delta U = \frac{\sum_{1}^{n} (P_k r_k + Q_k x_k)}{U_n} = \frac{\sum_{1}^{n} (p_k R_k + q_k X_k)}{U_n};$$

$$\delta U = \frac{\sum_{1}^{n} (P_k x_k - Q_k r_k)}{U_n} = \frac{\sum_{1}^{n} (p_k X_k - q_k R_k)}{U_n};$$

$$DU = \sum_{1}^{n} \left[\frac{P_k r_k + Q_k x_k}{U_n} + \frac{(P_k x_k - Q_k r_k)^2}{2U_n^2} \right] =$$

$$= \sum_{1}^{n} \left[\frac{(p_k R_k + q_k X_k)}{U_n} + \frac{(p_k X_k - q_k R_k)^2}{2U_n^2} \right]. \qquad (5.14)$$

Dacă reţeaua este construită cu conductoare cu aceeaşi secţiune, din acelaşi material şi dacă prin construcţie se asigură o simetrie perfectă între conductoare, precum şi între acestea şi pămînt, atunci ea se numeşte omogenă. În acest caz, relaţiile (5.13) sau (5.14) se pot pune sub forma:

$$\Delta U = \sqrt{3} \left[r_0 \sum_{1}^{n} L_k i_k \cos \varphi_k + x_0 \sum_{1}^{n} L_k i_k \sin \varphi_k \right] =$$

$$= \sqrt{3} \left[r_0 \sum_{1}^{n} l_k I_k \cos \psi_k + x_0 \sum_{1}^{n} l_k I_k \sin \psi_k \right];$$

$$\delta U = \sqrt{3} \left[x_0 \sum_{1}^{n} L_k i_k \cos \varphi_k - r_0 \sum_{1}^{n} L_k i_k \sin \varphi_k \right] =$$

$$= \sqrt{3} \left[x_0 \sum_{1}^{n} l_k I_k \cos \psi_k - r_0 \sum_{1}^{n} l_k I_k \sin \psi_k \right];$$

$$DU = \sqrt{3} \left[r_0 \sum_{1}^{n} L_k i_k \cos \varphi_k + x_0 \sum_{1}^{n} L_k i_k \sin \varphi_k \right] +$$

$$+ \frac{\sqrt{3} \left[x_0 \sum_{1}^{n} L_k i_k \cos \varphi_k - r_0 \sum_{1}^{n} L_k i_k \sin \varphi_k \right]^2}{2U_n} =$$

$$= \sqrt{3} \left[r_0 \sum_{1}^{n} l_k I_k \cos \psi_k + x_0 \sum_{1}^{n} l_k I_k \sin \psi_k \right] +$$

$$+ \frac{\sqrt{3} \left[x_0 \sum_{1}^{n} l_k I_k \cos \psi_k - r_0 \sum_{1}^{n} l_k I_k \sin \psi_k \right]^2}{2U_n} \qquad (5.15)$$

* S-a considerat că puterile de linie sau de sarcină corespund tensiunii nominale a liniei de alimentare.

sau dacă sarcinile sînt exprimate prin puteri:

$$\Delta U = \frac{r_0 \sum_1^n P_k l_k + x_0 \sum_1^n Q_k l_k}{U_n} = \frac{r_0 \sum_1^n p_k L_k + x_0 \sum_1^n q_k L_k}{U_n};$$

$$\delta U = \frac{x_0 \sum_1^n P_k l_k - r_0 \sum_1^n Q_k l_k}{U_n} = \frac{x_0 \sum_1^n p_k L_k - r_0 \sum_1^n q_k L_k}{U_n};$$

$$DU = \frac{r_0 \sum_1^n P_k l_k + x_0 \sum_1^n Q_k l_k}{U_n} + \frac{\left[x_0 \sum_1^n P_k l_k - r_0 \sum_1^n Q_k l_k\right]^2}{2U_n^3} =$$

$$= \frac{r_0 \sum_1^n p_k L_k + x_0 \sum_1^n q_k L_k}{U_n} + \frac{\left[x_0 \sum_1^n p_k L_k - r_0 \sum_1^n q_k L_k\right]^2}{2U_n^3}, \qquad (5.16)$$

în care:

p_k, q_k reprezintă puterile active şi reactive corespunzătoare sarcinilor;
P_k, Q_k — puterile active şi reactive pe tronsoanele liniei;
r_0, x_0 — rezistenţa şi reactanţa specifică, raportată la unitatea de lungime.

Relaţiile (5.15) şi (5.16) permit să se tragă următoarele concluzii:

a. circulaţia puterilor active şi reactive pe liniile electrice este însoţită totdeauna de căderi de tensiune şi de defazajul θ, între tensiunile corespunzătoare punctelor de injecţie şi de consum a puterilor în linie sau reţea. Ca urmare, puterile activă şi reactivă, care circulă în linie şi tensiunea acesteia, nu sînt independente unele de altele;

b. valoarea căderilor de tensiune depinde de termenii generali $i_k \cdot L_k$, $p_k \cdot L_k$, $q_k \cdot L_k$ sau $I_k \cdot l_k$, $P_k \cdot l_k$, $Q_k \cdot l_k$ care reprezintă momentele electrice ale curenţilor sau puterilor, exprimate în raport cu capătul de alimentare (postul de transformare, staţia sau centrala electrică) al liniilor, sau în raport cu fiecare nod de conectare a sarcinilor electrice;

c. deducerea relaţiilor s-a făcut ţinînd seama numai de parametrii longitudinali ai liniei (rezistenţa şi reactanţa inductivă), considerînd curenţii constanţi de-a lungul liniilor sau neglijînd pierderile de putere pe diferite tronsoane. Acest lucru este posibil în toate cazurile în care capacitatea şi conductanţa liniilor au o influenţă redusă în circulaţia puterilor sau curenţilor, ceea ce se poate admite totdeauna în liniile cu tensiuni nominale mai mici decît 110 kV.

Pentru liniile aeriene de joasă tensiune de 220—380 V, sau pentru linii subterane cu tensiuni pînă la 10 kV, relaţiile căderilor de tensiune se pot încă simplifica, în sensul că acestea se consideră ca fiind determinate, în cea mai mare măsură, fie de circulaţia puterilor active şi de rezistenţe, fie de circulaţia puterilor reactive şi de reactanţe.

Astfel se pot lua variaţiile de tensiune legate de puterile active şi de rezistenţă în următoarele cazuri:

— pentru linii aeriene care alimentează sarcini cu $\cos\varphi \approx 1$ (cazul rețelelor de iluminat);

— pentru linii subterane pînă la 10 kV care alimentează sarcini cu $\cos\varphi \geqslant \geqslant 0{,}95$ și cu secțiuni ale conductoarelor $s \leqslant 35$ mm²;

— pentru rețelele interioare montate în tuburi de protecție;

— pentru rețelele interioare executate cu conductoare neizolate, montate pe role, cu secțiuni de conductoare $s \leqslant 6$ mm².

Pentru linii electrice aeriene cu tensiuni nominale mai mari, influența termenului legat de puterea reactivă și de reactanță, începe să fie comparabilă cu cea a termenului legat de puterea activă și de rezistență sau să fie preponderentă față de aceasta. De aceea, pentru astfel de linii, valoarea componentei longitudinale a căderii de tensiune, care se poate identifica cu pierderea de tensiune (căderea de tensiune algebrică), va fi determinată în principal de circulația puterii reactive, în timp ce componenta transversală va depinde mai ales de circulația puterilor active. Condițiile transportului de putere către consumatori, nu vor fi influențate de circulația puterilor active, atîta timp cît unghiul de stabilitate θ are valori reduse.

5.2.2. **Linie electrică reprezentată prin schemele echivalente ale cuadripolilor în π sau T.** În cadrul liniilor electrice cu tensiuni nominale mai mari sau egale cu 110 kV, căderile de tensiune se pot determina utilizînd schemele echivalente ale cuadripolilor în π sau T, indicate în capitolul *4*.

Considerînd schema echivalentă π cu impedanța $\underline{Z}$ concentrată la mijlocul liniei și susceptanța capacitivă egal repartizată la cele două extremități (cuadripol în π simetric), ca în figura 5.5 (perditanța se neglijează), căderea de tensiune (pe fază) este dată de relația:

$$\Delta\underline{V} = \underline{V}_1 - \underline{V}_2 = \underline{Z}\underline{I}_l, \quad (5.17)$$

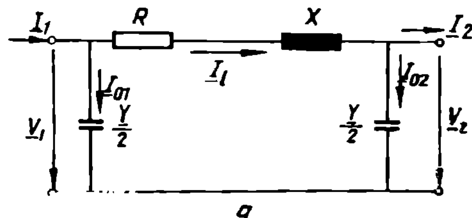
în care $\underline{I}_l$ reprezintă curentul de linie a cărei valoare rezultă din sumarea geometrică a curentului $\underline{I}_2$ și $\underline{I}_{02} = \underline{V}_2 \frac{\underline{Y}}{2}$.

Ținînd seama de cei doi curenți care produc căderea de tensiune se obține:

$$\Delta\underline{V} = \underline{Z}(\underline{I}_2 + \underline{I}_{02}) =$$

$$= \underline{Z}\left(\underline{I}_2 + \frac{\underline{Y}}{2}\underline{V}_2\right). \quad (5.18)$$

În cazul utilizării schemei echivalente T, dată în figura 5.6, cu susceptanța capacitivă concentrată la mijlocul liniei și impedanța $\underline{Z}$ re-



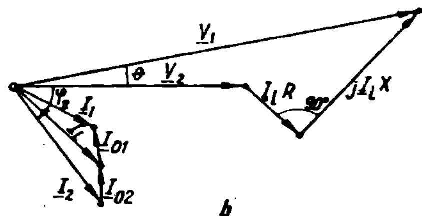


Fig. 5.5. Stabilirea căderilor de tensiune pentru o linie electrică lungă reprezentată prin schema echivalentă a unui cuadripol în π.

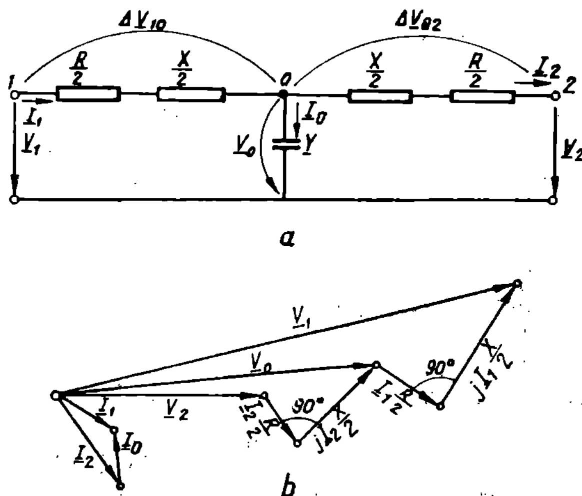


Fig. 5.6. Stabilirea căderilor de tensiune pentru o linie electrică lungă reprezentată prin schema echivalentă a unui cuadripol în *T*.

partizată egal pe cele două tronsoane (cuadripol în *T* simetric), căderea de tensiune este:

$$\Delta \underline{V} = \underline{V}_1 - \underline{V}_2 = \Delta \underline{V}_{02} + \Delta \underline{V}_{10}, \tag{5.19}$$

în care:

$\Delta \underline{V}_{02}$ reprezintă căderea de tensiune pe fază pe tronsonul *0-2* al cuadripolului;

$\Delta \underline{V}_{10}$ — căderea de tensiune pe fază pe tronsonul *1-0* al cuadripolului.

$$\Delta \underline{V}_{10} = \frac{\underline{Z}}{2}(\underline{I}_2 + \underline{V}_0\underline{Y}) = \frac{\underline{Z}}{2}\left[\underline{I}_2\left(1 + \frac{\underline{Z}\underline{Y}}{2}\right) + \underline{Y}\underline{V}_2\right]; \quad \Delta \underline{V}_{02} = \frac{\underline{Z}}{2}\underline{I}_2.$$

Valorile acestor căderi de tensiune se determină cu aceeași schemă echivalentă. În acest caz, relația (5.19) devine:

$$\Delta \underline{V} = \underline{Z}\left(1 + \frac{\underline{Z}\underline{Y}}{4}\right)\underline{I}_2 + \underline{V}_2\frac{\underline{Z}\underline{Y}}{2}, \tag{5.20}$$

unde s-a ținut seama că tensiunea nodului *O* în care se conectează admitanța $\underline{Y}$, este dată de relația:

$$\underline{V}_0 = \underline{V}_2 + \frac{\underline{Z}}{2}\underline{I}_2.$$

Diagrama fazorială a fost întocmită în mod asemănător calculului, adică ținînd seama de mărimile care afectează fiecare tronson.

Relațiile (5.18) și (5.20) se pot aplica aproximativ pentru linii de 110 kV cu lungimi pînă la 150 km și de 220 kV cu lungimi pînă la 250 km. Valoarea exactă a căderilor de tensiune se obține utilizînd coeficienții de corecție ai lui Kennelly pentru impedanță și admitanță, dați de relațiile (4.29) sau (4.31).

Aplicaţia 5.1. Linia electrică trifazată de curent alternativ conectată la tensiunea de 380 V, alimentează trei consumatori, aşa cum se arată în figura 5.7. Să se determine căderile de tensiune pînă la ultimul consumator, ştiind că secţiunea conductoarelor din aluminiu este de 50 mm². Consumatorii sînt cunoscuţi prin puterile active şi factorii lor de putere, iar lungimile tronsoanelor sînt date pe figură în metri (cifrele subliniate).

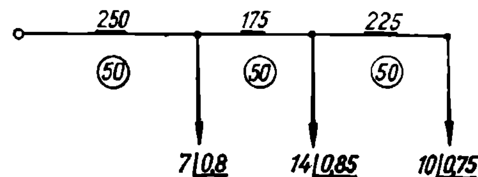


Fig. 5.7. Schema reţelei corespunzătoare aplicaţiei 5.1.

REZOLVARE

Se calculează puterile reactive ale consumatorilor, ţinînd seama de puterea activă şi factorul de putere:

$q_1 = p_1 \cdot \text{tg}\, \varphi_1 = 7 \cdot 0{,}75 = 5{,}25$ kvar; $q_2 = p_2 \cdot \text{tg}\, \varphi_2 = 14 \cdot 0{,}62 = 8{,}67$ kvar;

$$q_3 = p_3 \cdot \text{tg}\, \varphi_3 = 10 \cdot 0{,}88 = 8{,}8 \text{ kvar}.$$

Rezistenţa specifică a liniei pentru secţiunea de 50 mm² aluminiu se scoate din tabel, avînd valoarea $r_0 = 0{,}625$ Ω/km, iar reactanţa specifică medie se consideră $x_0 = 0{,}35$ Ω/km.

Cu ajutorul relaţiilor (5.16) se obţine:

$$\Delta U = \frac{1}{380}[0{,}625(7 \cdot 250 + 14 \cdot 425 + 10 \cdot 650) + 0{,}35(5{,}25 \cdot 250 +$$

$$+ 8{,}67 \cdot 425 + 8{,}8 \cdot 650)] = \frac{0{,}625 \cdot 14\,200 + 0{,}35 \cdot 10\,717{,}25}{380} = 33{,}22 \text{ V};$$

$$\delta U = \frac{0{,}35 \cdot 14\,200 - 0{,}625 \cdot 10\,717{,}25}{380} = -4{,}55 \text{ V};$$

$$DU = 33{,}22 + \frac{(-4{,}55)^2}{2 \cdot 380} = 33{,}25 \text{ V}.$$

Se observă că în reţelele de joasă tensiune, componenta transversală a căderii de tensiune este foarte mică, iar influenţa ei asupra pierderii de tensiune este practic neglijabilă. Ca urmare, pierderile de tensiune se pot identifica cu componenta longitudinală a căderii de tensiune.

Aplicaţia 5.2. Să se determine căderea de tensiune pentru o linie electrică de 110 kV, care alimentează un consumator de 32 MW, la un $\cos\varphi = 0{,}85$, situat la distanţa de 65 km. Secţiunea conductoarelor de oţel-aluminiu este de 185 mm², iar parametrii liniei sînt: $r_0 = 0{,}169$ Ω/km; $x_0 = 0{,}41$ Ω/km; $b_0 = 2{,}8 \left[\frac{\mu S}{km}\right]$.

REZOLVARE

Se adoptă pentru calculul căderii de tensiune schema cuadripolului echivalent în π simetric din figura 5.5, în care:

$$\underline{Z} = (r_0 + jx_0)L = (10{,}985 + j26{,}65)\ \Omega;\quad \underline{Y} = (g_0 + jb_0)L = j\,182\ \mu S.$$

Curentul la consumator este:

$$\underline{I}_2 = \frac{P_2 - jQ_2}{\sqrt{3}\, U_2} = \frac{32 - j\, 19{,}83}{\sqrt{3} \cdot 110} \cdot 10^3 = (168{,}1 - j\ 104{,}2)\,\text{A}.$$

Curentul $\underline{I}_{02}$ corespunzător capacității repartizate la capătul receptor al liniei este:

$$\underline{I}_{02} = \frac{Y\underline{V}_2}{2} = j\,91 \cdot 65 \cdot 600 \cdot 10^{-6} = j \cdot 5{,}8\ \text{A}.$$

Pentru calculul căderii geometrice de tensiune se utilizează relația (5.18) și se obține:

$$\Delta \underline{V} = (10{,}985 + j\ 26{,}65)\,(168{,}1 - j\ 104{,}2 + j\ 5{,}8) = (4356{,}8 + j\ 3445{,}2)\text{V}.$$

Se determină valoarea efectivă a tensiunii la capătul de intrare:

$$V_1 = \sqrt{(63{,}6 + 4{,}356)^2 + 3{,}445^2} \approx 70\ \text{kV}; \quad U_1 = 121\ \text{kV}.$$

Se observă că influența componentei transversale a căderii de tensiune asupra valorii efective a tensiunii U_1, practic, se poate neglija.

5.2.3. Determinarea căderilor de tensiune în rețelele arborescente de joasă tensiune. Rețelele electrice de joasă tensiune alimentate la un capăt au formă arborescentă (ramificată), ca în figura 5.8, datorită amplasării geografice a consumatorilor. În acest caz, căderile de tensiune se determină însumînd căderile de tensiune din sectoarele situate pe calea parcursă de curenți, de la punctul de alimentare pînă la sarcina terminală a fiecărei ramuri care se ia în considerare.

Pentru rețeaua examinată, dată în figura 5.8, se va calcula mai întîi căderea de tensiune pe tronsonul principal OA, pînă la punctul de ramificație, care se adună căderilor de tensiune din fiecare ramură, adică:

$$\Delta \underline{V}_{01} = \Delta \underline{V}_{0A} + \Delta \underline{V}_{A1};\ \Delta \underline{V}_{02} = \Delta \underline{V}_{0A} + \Delta \underline{V}_{A2};$$
$$\ldots \Delta \underline{V}_{0n} = \Delta \underline{V}_{0A} + \Delta \underline{V}_{An}, \tag{5.21}$$

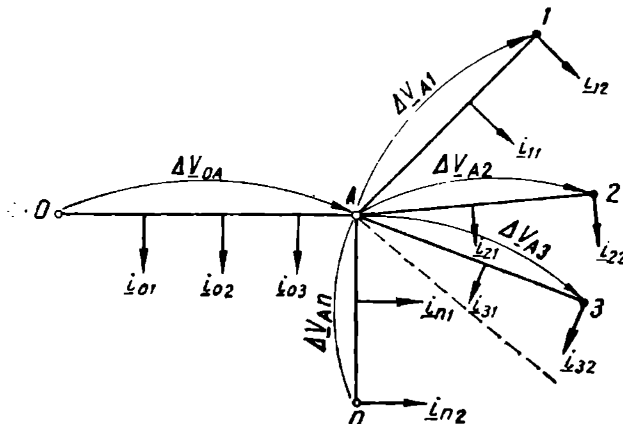


Fig. 5.8. Stabilirea căderilor de tensiune într-o rețea arborescentă.

unde valorile mărimilor $\Delta \underline{V}_{0A}$, $\Delta \underline{V}_{A1}$, ..., $\Delta \underline{V}_{An}$ se calculează cu relațiile determinate anterior. Secțiunile ramurilor pot fi aceleași sau diferite, iar echivalarea lor se face fie printr-o impedanță, fie numai printr-o rezistență sau printr-o reactanță inductivă.

Aplicația 5.3. Să se calculeze căderile de tensiune pînă la ultimii consumatori ai rețelei arborescente din figura 5.9, *a*. Tensiunea de alimentare este de 380 V, sarcinile sînt exprimate în kW, iar distanțele dintre consumatori în m. Conductoarele de aluminiu au secțiunea de 50 mm² pe tronsonul principal și de 35 mm² pe ramificații. Se consideră reactanța specifică egală cu 0,35 Ω/km, iar rezistențele specifice pentru cele două secțiuni sînt de 0,625 Ω/km (pentru $s = 50\ \text{mm}^2$) și 0,893 Ω/km (pentru $s = 35\ \text{mm}^2$).

REZOLVARE

Se calculează puterile reactive ale consumatorilor:

$$q_1 = 4 \cdot 0{,}75 = 3{,}0\ \text{kvar};\ q_2 = 8 \cdot 0{,}62 = 4{,}96\ \text{kvar};\ q_3 = 5 \cdot 0{,}48 = 2{,}4\ \text{kvar};$$

$$q_4 = 4 \cdot 0{,}75 = 3{,}0\ \text{kvar};\ q_5 = 2{,}8 \cdot 0{,}62 = 1{,}74\ \text{kvar};\ q_6 = 4 \cdot 0{,}88 =$$

$$= 3{,}52\ \text{kvar};\ q_7 = 0;\ q_8 = 7 \cdot 0{,}75 = 5{,}25\ \text{kvar}.$$

Se determină căderile de tensiune pînă la ultimii consumatori de pe fiecare derivație, aplicînd relațiile (5.21), în care fiecare termen se calculează cu relațiile (5.16).

Pe tronsonul *OA*, căderile de tensiune se pot calcula folosind figura 5.9, *b*, în care s-au concentrat în punctul *A* sarcinile active și reactive din derivații.

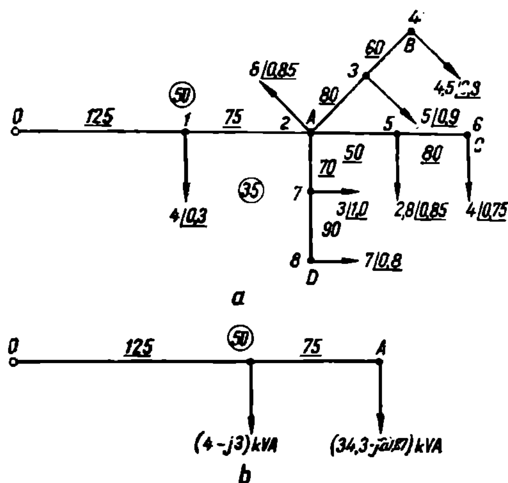


Fig. 5.9. Rețea arborescentă corespunzătoare aplicației 5.2.

Se determină:

$$\Delta U_{OA} = \frac{1}{380}[0,625(4 \cdot 125 + 34,3 \cdot 200) +$$

$$+ 0,35(3 \cdot 125 + 20,87 \cdot 200)] = 16,3 \text{ V};$$

$$\delta U_{OA} = \frac{0,35 \cdot 7\,360 + 0,625 + 4\,549}{380} = 14,3 \text{ V}.$$

Pe tronsoanele AB, AC, AD se determină:

$$\Delta U_{AB} = \frac{1}{380}[0,893(5 \cdot 80 + 4,5 \cdot 140) + 0,35(2,4 \cdot 80 + 3 \cdot 140)] = 2,98 \text{ V};$$

$$\delta U_{AB} = \frac{0,35 \cdot 1\,030 + 0,893 \cdot 612}{380} = 2,38 \text{ V};$$

$$\Delta U_{AC} = \frac{1}{380}[0,893(2,8 \cdot 50 + 4 \cdot 130) + 0,35(1,74 \cdot 50 + 3,52 \cdot 130)] = 2,05 \text{ V};$$

$$\delta U_{AC} = \frac{0,35 \cdot 660 + 0,893 \cdot 544}{380} = 1,89 \text{ V};$$

$$\Delta U_{AD} = \frac{1}{380}[0,893 \cdot (3 \cdot 70 + 7 \cdot 160) + 0,35 \cdot 5,25 \cdot 160] = 3,9 \text{ V};$$

$$\delta U_{AD} = \frac{0,35 \cdot 1\,330 + 0,893 \cdot 840}{380} = 3,2 \text{ V}.$$

Rezultă că:

$$\Delta U_{OB} = 16,3 + 2,98 = 19,28 \text{ V}; \quad \Delta U_{OC} = 16,3 + 2,05 = 18,35 \text{ V};$$

$$\Delta U_{OD} = 16,3 + 3,9 = 20,2 \text{ V}; \quad \delta U_{OB} = 14,3 + 2,38 = 16,68 \text{ V};$$

$$\delta U_{OC} = 14,3 + 1,89 = 16,19 \text{ V}; \quad \delta U_{OD} = 14,3 + 3,2 = 17,5 \text{ V}.$$

Se observă că influența componentei transversale asupra valorii efective a tensiunii de alimentare este practic neglijabilă.

Dacă se raportează la tensiunea nominală a rețelei, se determină căderile de tensiune procentuale următoare:

$$u_{OA} = \frac{16,3}{380} 100 = 4,29\%; \quad u_{OB} = \frac{19,29}{380} 100 = 5,07\%;$$

$$u_{OC} = \frac{18,35}{380} 100 = 4,83\%; \quad u_{OD} = \frac{20,2}{380} 100 = 5,32\%.$$

care nu depășesc valoarea admisibilă.

5.2.4. **Determinarea căderilor de tensiune în situații particulare de funcționare a liniilor electrice.** Căderile de tensiune determinate în paragrafele precedente s-au referit la linii trifazate de curent alternativ cu încărcări echilibrate pe faze, fapt care a permis să se studieze comportarea unei singure faze, rezultatele obținute putînd fi generalizate. De asemenea, s-a considerat că sarcinile electrice sînt concentrate în anumite puncte din rețea, ceea ce a

permis calculul căderilor de tensiune folosind ecuaţia momentelor electrice în raport cu punctul de alimentare.

Există situaţii cînd încărcarea fazelor unei linii nu este egală pe cele trei faze, sau cînd consumatorii pot fi consideraţi ca sarcini uniform repartizate.

De exemplu, instalaţiile de iluminat sau consumatorii casnici determină uneori încărcări inegale a celor trei faze şi pot fi consideraţi ca sarcini uniform repartizate. În aceste cazuri liniile electrice sînt construite cu patru conductoare şi anume, trei conductoare active şi un conductor neutru.

a) Linie trifazată cu sarcini dezechilibrate. Căderea de tensiune geometrică pe fiecare fază se va obţine însumînd fazorial căderea de tensiune în faza respectivă, cu căderea de tensiune în conductorul neutru:

$$\Delta \underline{V}_K = \underline{Z}\underline{I}_K + \underline{Z}_0\underline{I}_0, \tag{5.22}$$

în care:

$\underline{I}_K$ este curentul în faza activă (A, B, C);

$\underline{I}_0$ — curentul în firul neutru;

$\underline{Z}$ şi $\underline{Z}_0$ — impedanţa fazei şi impedanţa firului neutru (a nu se confunda cu impedanţa de secvenţă homopolară).

Diagrama fazorială corespunzătoare unei linii trifazate cu sarcină dezechilibrată este dată în figura 5.10, în care s-au reprezentat sistemul tensiunilor de alimentare pe faze $(\underline{V}_A, \underline{V}_B, \underline{V}_C)$, sistemul curenţilor de alimentare $(\underline{I}_A, \underline{I}_B, \underline{I}_C)$ şi sistemul tensiunilor pe faze aplicate receptorului $(\underline{V}'_A, \underline{V}'_B, \underline{V}'_C)$. În conductorul neutru circulă curentul $\underline{I}_0$, corespunzător sumei geometrice a celor trei curenţi din fazele active.

Căderile de tensiune pe cele patru conductoare notate pe figură au valorile:

$$\Delta \underline{V}_A = \underline{Z}_A\underline{I}_A; \quad \Delta \underline{V}_B = \underline{Z}_B\underline{I}_B; \quad \Delta \underline{V}_C = \underline{Z}_C\underline{I}_C; \quad \Delta \underline{V}_0 = \underline{Z}_0\underline{I}_0.$$

Punctul neutru la consumatori îşi va schimba poziţia din O în O' şi va avea un potenţial * care corespunde căderii de tensiune $\Delta \underline{V}_0$.

Căderile de tensiune în fazele active exprimate prin relaţia generală, micşorează tensiunile de alimentare ale receptoarelor. Valoarea lor se poate explicita folosind relaţiile (5.15) sau relaţiile (5.16), în cazul cînd sarcinile sînt exprimate prin puteri, în care trebuie să se ţină seama şi de căderea de tensiune în conductorul neutru.

Obişnuit, liniile trifazate dezechilibrate alimentează consumatori care au factori de putere apropiaţi de unitate. În acest

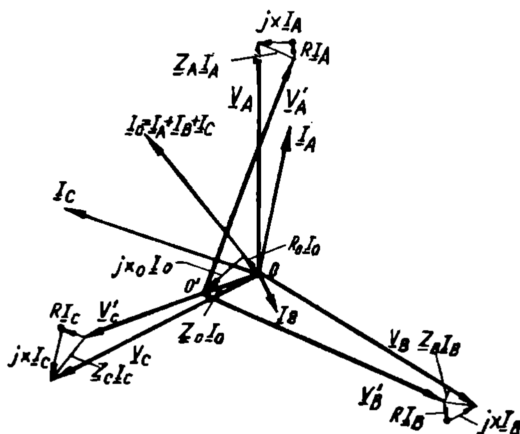


Fig. 5.10. Diagrama căderilor de tensiune la o linie trifazată cu sarcină dezechilibrată: $\underline{V}_A$, $\underline{V}_B$, $\underline{V}_C$ — sistemul tensiunilor de alimentare; $\underline{V}'_A$, $\underline{V}'_B$, $\underline{V}'_C$ — sistemul tensiunilor aplicate consumatorului.

* Căderea de tensiune în conductorul neutru $\underline{Z}_0\underline{I}_0$, corespunzătoare segmentului $\overline{OO'}$ se numeşte deplasarea neutrului.

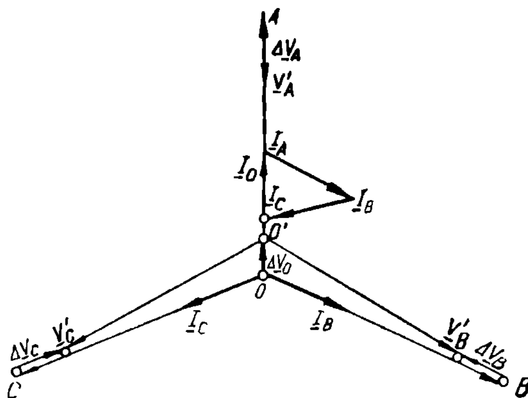


Fig. 5.11. Diagrama căderilor de tensiune la o linie trifazată cu sarcină dezechilibrată şi cos φ = 1: $\underline{V}_A$, $\underline{V}_B$, $\underline{V}_C$ — sistemul tensiunilor de alimentare; $\underline{V}'_A$, $\underline{V}'_B$, $\underline{V}'_C$ — sistemul tensiunilor aplicate consumatorului.

caz diagrama fazorială corespunde figurii 5.11, căderile de tensiune în cele trei faze sînt date de relaţia generală:

$$\Delta V_m = r_0 \sum_1^n L_K \cdot i_K,$$

$$(m = A, B, C)$$

iar căderea de tensiune în conductorul neutru:

$$\Delta V_0 = r'_0 \cdot L_0 \cdot I_0,$$

unde r_0 şi r'_0 reprezintă rezistenţele specifice corespunzătoare conductoarelor active şi conductorului neutru *.

Căderea de tensiune totală este

$$\Delta V_m = r_0 \sum_1^n L_K \cdot i_K + r'_0 \cdot L_0 \cdot I_0. \tag{5.23}$$

Dacă sarcinile sînt exprimate prin puteri, relaţia (5.23) devine:

$$\Delta V_m = r_0 \sum_1^n \frac{l_K P_K^0}{V_n} + r'_0 L_0 \cdot \frac{P_0}{V_n}, \tag{5.24}$$

în care:

P_K^0 corespunde puterii active monofazate care circulă pe tronsoanele fazelor A, B, C;

P_0 — puterea activă care circulă prin conductorul neutru;

V_n — tensiunea pe fază corespunzătoare tensiunii nominale a liniei.

b) Linie cu două conductoare active şi conductor neutru. Aceste linii reprezintă ramificaţii dintr-o linie trifazată cu patru conductoare care alimentează consumatori monofazaţi sau consumatori de iluminat. Căderea de tensiune rezultă din cazul anterior, în care curentul din faza a treia devine zero.

Diagrama fazorială a liniei bifazate cu sarcini active echilibrate este dată în figura 5.12.

Fiind încărcate numai fazele C şi B cu curenţi egali şi în fază cu tensiunile (cos φ = 1), rezultă căderile de tensiune $\Delta \underline{V}_C = R_C \underline{I}_C$ şi $\Delta \underline{V}_B = R_B \underline{I}_B$ care se scad din tensiunile de alimentare.

Curentul care trece prin conductorul neutru corespunde sumei geometrice a curenţilor de pe fazele C şi B şi determină o cădere de tensiune $\Delta \underline{V}_0 = R_0 \underline{I}_0$, care reprezintă şi tensiunea de deplasare a punctului neutru din O în O'. Deoarece unghiurile $\widehat{O'OV_C}$ şi $\widehat{O'OV_B}$ sînt egale cu 60°, rezultă că valoarea efectivă a curentului în conductorul neutru este egală cu cea a curenţilor din celelalte două faze, adică $I_0 = I_C = I_B$. Ţinînd seama de acest

* Secţiunea conductorului neutru este egală cu 30—50% din secţiunea conductoarelor active.

lucru, căderea de tensiune totală pe faza C, egală cu cea de pe faza B, are valoarea:

$$\Delta V = \Delta V_A + \Delta V_0 \cos 60^\circ =$$

$$= r_0 \sum_1^n l_K I_K + \frac{r_0' L_0 I_0}{2} \quad (5.25)$$

sau dacă sarcinile sînt exprimate prin puteri:

$$\Delta V = r_0 \sum_1^n \frac{l_K P_K}{V_n} +$$

$$+ \frac{r_0' L_0 P_0}{2V_n}. \quad (5.26)$$

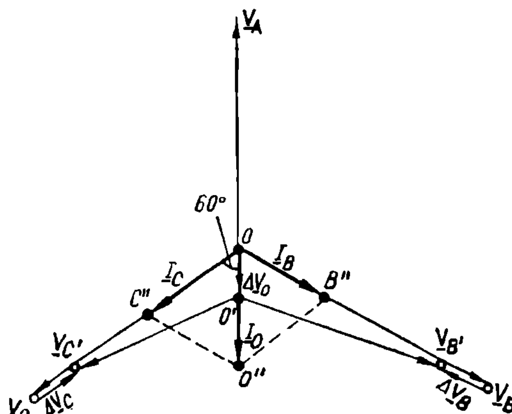


Fig. 5.12. Diagrama căderilor de tensiune a unei linii bifazate.

Cînd conductorul neutru are aceeași secțiune ca și conductoarele active, căderea de tensiune crește cu 50%, în comparație cu cazul sarcinilor trifazate echilibrate, adică:

$$\Delta V = 1{,}5\, r_0 \sum_1^n l_K I_K. \quad (5.27)$$

c) Linie monofazată cu conductor neutru. Aceste ramificații constituie racorduri de la rețeaua trifazată cu patru conductoare, pentru instalații interioare. În acest caz, conductorul activ și cel neutru au aceeași secțiune, deoarece curentul care le parcurge este același. Căderea de tensiune se calculează cu o relație analoagă unei linii de curent continuu, adică

$$\Delta V = 2r_0 \sum_1^n l_K I_K = 2r_0 \sum_1^n \frac{l_K P_K}{V_n}, \quad (5.28)$$

iar căderea de tensiune totală de la sursa de alimentare a unei linii trifazate cu patru conductoare, pînă la consumatorul cel mai îndepărtat, alimentat printr-o ramificație bifazată sau monofazată, se determină prin însumare geometrică sau algebrică a căderilor de tensiune pe diferite porțiuni.

d) Linie electrică trifazată cu sarcină uniform repartizată. De obicei, rețelele pentru iluminat public și cele care alimentează consumatori casnici, se pot considera uneori ca fiind echilibrate și cu sarcină uniform repartizată. Ele au aceeași secțiune pe toată lungimea lor și factor de putere egal aproximativ cu unitatea. În acest caz, conform notațiilor din figura 5.13, *a*, căderea de tensiune se poate scrie sub forma:

$$\Delta U = \sqrt{3} r_0 i_0 \int_0^L L \mathrm{d}L = \sqrt{3} r_0 I \frac{L}{2}, \quad (5.29)$$

în care:

i_0	reprezintă	sarcina uniform repartizată, în A/m;
r_0	—	rezistența activă a unității de lungime a conductorului cu o secțiune dată, în Ω/km;
$I = i_0 L$	—	curentul total din linie, în A.

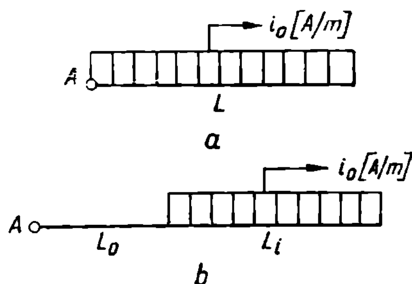


Fig. 5.13. Linie trifazată de curent alternativ cu sarcină uniform repartizată: *a*—pe toată lungimea; *b*—pe o parte din lungime.

Cînd factorul de putere este diferit de unitate se ia în considerație și reactanța rețelei iar expresia căderii de tensiune geometrică este:

$$\Delta \underline{U} = \Delta U + j\delta U = \sqrt{3}\underline{Z}_0(i_{0a} - j i_{0r})\int_0^L L\mathrm{d}L = \sqrt{3}\left[\frac{RI_a + XI_r}{2} + j\frac{XI_a - RI_r}{2}\right], \qquad (5.30)$$

în care:

Z_0 reprezintă impedanța unității de lungime a conductorului cu o secțiune dată, în Ω/km;

R, X — rezistența (r_0L) și reactanța (X_0L) corespunzătoare întregului tronson de linie;

I_a, I_r — curenții de linie, activ — $i_{0a}L$ și reactiv — $i_{0r}L$.

Relațiile (5.29) și (5.30) arată că, în cazul sarcinilor uniform repartizate, căderile de tensiune se calculează înlocuindu-le pe acestea cu sarcini concentrate, conectate în centrul de greutate al tronsonului respectiv.

Dacă sarcina uniform repartizată se află numai pe o porțiune din lungimea liniei, ca în cazul figurii 5.13, *b*, atunci expresia generală a căderii de tensiune devine:

$$\Delta \underline{U}' = \sqrt{3}[(r_0 I_a' + x_0 I_r') + j(x_0 I_a' - r_0 I_r')]\left(L_0 + \frac{L_i}{2}\right), \qquad (5.21)$$

în care L_0 reprezintă lungimea tronsonului de linie fără sarcină.

De obicei, la astfel de linii sarcina uniform repartizată are $\cos\varphi \approx 1$ și ca urmare căderile de tensiune se exprimă numai prin termenul activ din componenta longitudinală, conform relației (5.29).

Cînd sarcina uniformă este exprimată prin puterile active, se obține:

$$\Delta U = \frac{P}{U_n} r_0 \frac{L}{2} \quad \text{și} \quad \Delta U' = \frac{P'}{U_n} r_0\left(L_0 + \frac{L_i}{2}\right),$$

în care sarcinile totale $P = p_0 L$ și $P' = p_0' L_i$ sînt situate în centrele de greutate ale tronsoanelor încărcate uniform cu sarcina p_0 sau p_0'.

5.3. Determinarea căderilor de tensiune în rețelele buclate

Creșterea siguranței în funcționarea consumatorilor impune utilizarea schemelor de rețele buclate, care permit alimentarea lor cu energie electrică pe două sau pe mai multe căi. Linia alimentată la două capete constituie cel mai simplu element al unei rețele buclate, care oferă acest avantaj.

Calculul căderilor de tensiune, în astfel de rețele electrice, presupune totdeauna cunoașterea repartiției curenților sau a puterilor în fiecare ramură.

În liniile alimentate la un singur capăt sau în rețelele arborescente, circulația curenților sau a puterilor s-a făcut fără nici o dificultate (mai ales dacă s-au neglijat pierderile de putere) prin adunarea succesivă a sarcinilor, parcurgînd rețeaua de la finele ei către capătul de alimentare.

În rețelele buclate acest lucru este mai dificil și pentru efectuarea calculului se pot aplica, fie metode de simplificare a rețelei (din punctul de vedere al schemei de conexiuni), fie metode generale de studiu, care presupun și utilizarea unor auxiliare mai simple (mesele de calcul) sau a calculatoarelor.

În cele ce urmează se va utiliza prima cale, care presupune transformarea rețelei într-o linie simplă, alimentată la două capete, pentru care circulația puterilor sau a curenților se poate face fără dificultate. Punctul în care este conectat un consumator alimentat de la cele două capete, are nivelul de tensiune cel mai scăzut și căderea de tensiune maximă. În acest punct, linia alimentată la două capete echivalentă rețelei buclate se poate secționa, obținînd două linii arborescente sau radiale pentru care calculele se efectuează așa cum s-a indicat în subcapitolele 5.1 și 5.2.

5.3.1. **Linia alimentată la două capete.** Fie linia electrică din figura 5.14 alimentată la două capete, care are trei consumatori. Circulația curenților sau a puterilor se va face considerînd următoarele ipoteze:

a) tensiunile punctelor de alimentare sînt cunoscute și diferite ca modul și ca fază ($U_A \neq U_B$);

b) sarcinile au factori de putere diferiți;

c) linia este reprezentată printr-o impedanță;

d) pierderile de putere se neglijează.

Dacă se presupune sensul de circulație al curenților sau a puterilor cel indicat în figura 5.14, aplicînd a doua teoremă a lui Kirchhoff se poate scrie că:

$$\Delta \underline{U}_{AB} = \underline{U}_A - \underline{U}_B = \sqrt{3}[\underline{I}_A \underline{z}_1 + \underline{I}_2 \underline{z}_2 + \underline{I}_3 \underline{z}_3 - \underline{I}_B \underline{z}_4], \tag{5.32}$$

în care:

$$\underline{I}_2 = \underline{I}_A - \underline{i}_1; \quad \underline{I}_3 = \underline{I}_A - \underline{i}_1 - \underline{i}_2; \quad \underline{I}_B = \underline{i}_1 + \underline{i}_2 + \underline{i}_3 - \underline{I}_A \tag{5.33}$$

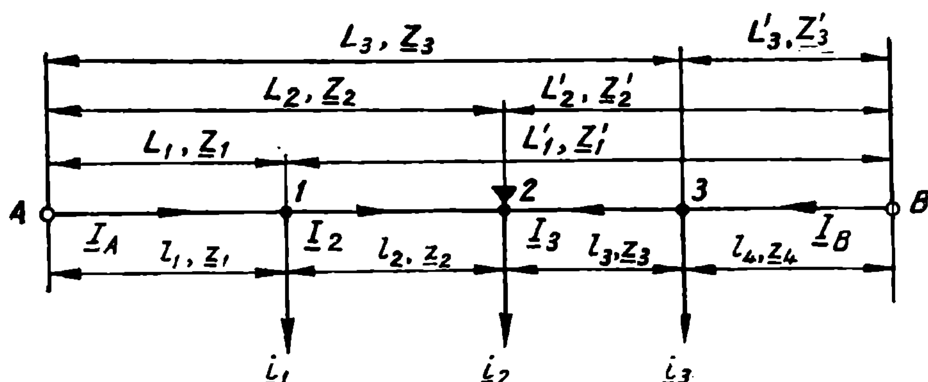


Fig. 5.14. Linie alimentată la două capete.

Ţinînd seama de (5.33) în (5.32) şi de notaţiile din figura 5.14 se obţine, prin gruparea termenilor, curentul debitat de sursa de alimentare din punctul A:

$$\underline{I}_A = \frac{\underline{U}_A - \underline{U}_B}{\sqrt{3}\,\underline{Z}} + \frac{\underline{i}_1\underline{Z}'_1 + \underline{i}_2\underline{Z}'_2 + \underline{i}_3\underline{Z}'_3}{\underline{Z}} = \frac{\underline{U}_A - \underline{U}_B}{\sqrt{3}\,\underline{Z}} + \frac{\sum_1^n \underline{i}_k\underline{Z}'_k}{\underline{Z}}, \quad (5.34)$$

unde $\underline{Z}$ este impedanţa totală a liniei şi $\underline{Z}'_k$ — impedanţele considerate de la sursa de alimentare din punctul B pînă la diferitele noduri *1*, *2*, *3* în care sînt conectate sarcinile.

În mod analog, se poate determina curentul debitat de sursa din punctul B, adică:

$$\underline{I}_B = \frac{\underline{U}_B - \underline{U}_A}{\sqrt{3}\,\underline{Z}} + \frac{\sum_1^n \underline{i}_k \cdot \underline{Z}_k}{\underline{Z}}, \quad (5.35)$$

unde $\underline{Z}_k$ reprezintă impedanţa diferitelor tronsoane ale reţelei considerate în raport cu sursa din punctul A.

Primul termen al ecuaţiilor (5.34) şi (5.35) determinat de diferenţa tensiunilor de alimentare şi de impedanţa liniei reprezintă curentul de egalizare $\underline{I}_{AB}$ sau curentul de mers în gol. El se poate interpreta ca fiind produs de o sursă electromotoare fictivă, fără impedanţă internă şi de valoare egală cu căderea de tensiune pe fază, $\Delta\underline{V}_{AB}$, care se conectează între punctele de alimentare A şi B cînd reţeaua se buclează.

Într-adevăr, dacă se ţine seama de sensul de circulaţie al curenţilor din figura 5.14 şi se consideră $\underline{V}_A > \underline{V}_B$, diagrama fazorială a tensiunilor pe fază este cea dată în figura 5.15, în care s-a luat ca origine de fază tensiunea de alimentare a sarcinii *2*.

Dacă $\underline{Z} = R + \mathrm{j}X$ reprezintă impedanţa totală a liniei, presupunînd toate celelalte tensiuni electromotoare nule, se poate scrie că:

$$\underline{I}_{AB} = \frac{\Delta\underline{V}_{AB}}{\underline{Z}} = \frac{\Delta V + \mathrm{j}\delta V}{R + \mathrm{j}X} = \frac{R\Delta V + X\delta V}{R^2 + X^2} + \mathrm{j}\,\frac{R\delta V - X\Delta V}{R^2 + X^2} \quad (5.36)$$

sau separînd cele două componente, activă şi reactivă:

$$(I_a)_{AB} = \frac{\delta V + \frac{R}{X}\Delta V}{X\left[1 + \left(\frac{R}{X}\right)^2\right]}; \quad (I_r)_{AB} = \frac{\Delta V - \frac{R}{X}\delta V}{X\left[1 + \left(\frac{R}{X}\right)^2\right]}. \quad (5.37)$$

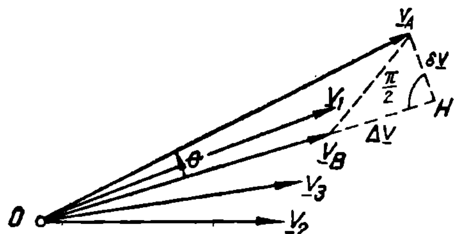


Fig. 5.15. Diagrama fazorială a tensiunilor corespunzătoare figurii 5.14.

Din aceste ultime două relaţii se observă că, pentru reţelele în care $R \ll X$, curentul activ de circulaţie este determinat, în principal, de componenta în cuadratură δV a căderii de tensiune, în timp ce curentul reactiv este determinat mai ales de componenta longitudinală ΔV a căderii de tensiune. Conform figurii 5.15 componenta δV produce un curent aproximativ în fază cu

tensiunea V_B, al cărui sens de circulație va fi de la capătul A la capătul B, deoarece V_A este în avans față de V_B. Componenta ΔV produce un curent defazat aproximativ cu $\frac{\pi}{2}$ în urmă față de tensiunea V_B și va circula de la capătul A la capătul B, deoarece $V_A > V_B$.

Cel de-al doilea termen din ecuațiile (5.34) și (5.35) reprezintă o sumă a curenților debitați, de fiecare sursă, pentru alimentarea consumatorilor și depinde de valoarea și de locul de conectare a acestora.

Dacă sarcinile sînt exprimate prin puteri, repartiția aproximativă *) a acestora se obține prin înmulțirea ecuațiilor (5.34) și (5.35) cu $\sqrt{3}\underline{U}_n^*$, adică:

$$\underline{S}_A = \frac{(\underline{U}_A - \underline{U}_B)\underline{U}_n^*}{\underline{Z}} + \frac{\sum_1^n \underline{s}_K \cdot \underline{Z}'_K}{\underline{Z}};$$
$$\underline{S}_B = \frac{(\underline{U}_B - \underline{U}_A)\,\underline{U}_n^*}{\underline{Z}} + \frac{\sum_1^n \underline{s}_K \cdot \underline{Z}_K}{\underline{Z}}; \qquad (5.38)$$

în care $\underline{U}_n^* = U_n \cos\theta - jU_n \sin\theta$ reprezintă tensiunea nominală conjugată a liniei.

Relațiile (5.34), (5.35) sau (5.38) permit determinarea distribuției curenților sau puterilor în diferitele tronsoane ale liniei. Urmărind această circulație se constată că o parte din consumatori sînt alimentați de la sursa din capătul A al liniei, iar o altă parte de la sursa din capătul B. Există un consumator (în cazul fig. 5.14 s-a presupus consumatorul *2*), care este alimentat de la ambele surse.

Punctul în care este conectat acest consumator are tensiunea cea mai scăzută (căderea de tensiune maximă) și poartă denumirea de punct de separație a curenților sau a puterilor. În acest punct, notat obișnuit cu semnul ▼, linia se poate secționa obținîndu-se două linii radiale $A12$ și $B32$ ca în figura 5.16, în care căderile de tensiune se calculează cu relațiile stabilite în cazul liniilor alimentate la un capăt sau a rețelelor radiale.

Este posibilă obținerea a două puncte de separație, unul pentru puterile active, altul pentru puterile reactive. În acest caz, se indică a se calcula căderile de tensiune corespunzătoare ambelor puncte de separație a puterilor sau a curenților, comparînd rezultatele și marcînd punctul în care tensiunea consumatorului are valoarea cea mai scăzută.

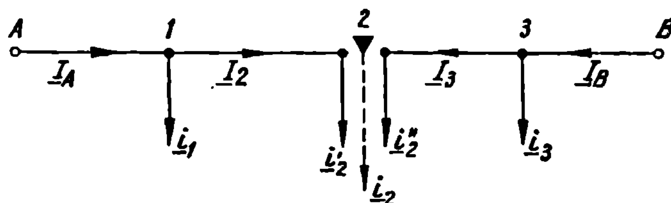


Fig. 5.16. Separarea liniei alimentate la două capete în două linii radiale.

*) În circulația puterilor se face abstracție de pierderi.

Cazuri particulare

a. Tensiuni egale la cele două capete. Curenții de circulație provoacă, independent de modificarea valorii sarcinilor, supraîncărcarea unei surse de alimentare față de cealaltă, mărind astfel pierderile de energie. De aceea, în exploatare se tinde, pe cît posibil, să existe aceeași tensiune la punctele de alimentare, folosindu-se, de exemplu, în rețelele de joasă tensiune, comutarea prizelor transformatoarelor sau dispozitive speciale de reglare a tensiunii.

Dacă tensiunile la capetele de alimentare ale liniei sînt egale în modul și fază, atunci curenții și puterile corespunzătoare surselor de alimentare, corespund relațiilor următoare:

$$\underline{I}_A = \frac{\sum_1^n \underline{i}_k \cdot \underline{Z}'_k}{\underline{Z}}; \quad \underline{I}_B = \frac{\sum_1^n \underline{i}_k \cdot \underline{Z}_k}{\underline{Z}};$$
$$\underline{S}_A = \frac{\sum_1^n \underline{s}_k \cdot \underline{Z}'_k}{\underline{Z}}; \quad \underline{S}_B = \frac{\sum_1^n \underline{s}_k \cdot \underline{Z}_k}{\underline{Z}}, \qquad (5.39)$$

din care se constată că curentul sau puterea de egalizare este nulă.

Relațiile (5.39) se pot scrie și sub forma generală:

$$\underline{I}_A = (G - \mathrm{j}B) \sum_1^n (i_{r_k} - \mathrm{j}i_{a_k})\,(R'_k + \mathrm{j}X'_k);$$
$$\underline{I}_B = (G - \mathrm{j}B) \sum_1^n (i_{a_k} - \mathrm{j}i_{r_k})\,(R_k + \mathrm{j}X_k), \qquad (5.40)$$

în care:

$\frac{1}{\underline{Z}} = \underline{Y} = G - \mathrm{j}B$ reprezintă admitanța totală a liniei cu componentele ei:

$G = \frac{R}{R^2 + X^2}$ — conductanța liniei;

$B = \frac{X}{R^2 + X^2}$ — susceptanța liniei;

R_k și R'_k — rezistențele tronsoanelor liniei considerate în raport cu punctul de alimentare B, respectiv A;

X_k și X'_k — reactanțele tronsoanelor liniei considerate în raport cu aceleași puncte de alimentare.

Efectuînd calculele și separînd mărimile reale de cele imaginare, se deduc separat componentele, activă și reactivă, ale curenților debitați de sursele din punctele A și B:

$$I_{a_A} = G \sum_1^n (i_{a_k} R'_k + i_{r_k} X'_k) + B \sum_1^n (i_{a_k} X'_k - i_{r_k} R'_k);$$
$$I_{r_A} = -G \sum_1^n (i_{a_k} X'_k - i_{r_k} R'_k + B \sum_1^n (i_{a_k} R'_k + i_{r_k} X'_k);$$
$$I_{a_B} = G \sum_1^n (i_{a_k} R_k + i_{r_k} X_k) + B \sum_1^n (i_{a_k} X_k - i_{r_k} R_k);$$
$$I_{r_B} = -G \sum_1^n (i_{a_k} X_k - i_{r_k} R_k) + B \sum_1^n (i_{a_k} R_k + i_{r_k} X_k). \qquad (5.41)$$

Dacă sarcinile sînt exprimate în puteri, atunci expresiile (5.41) devin:

$$
\begin{aligned}
P_A &= G\sum_1^n (p_k R'_k + q_k X'_k) + B\sum_1^n (p_k X'_k - q_k R'_k);\\
Q_A &= -G\sum_1^n (p_k X'_k - q_k R'_k) + B\sum_1^n (p_k R'_k + q_k X'_k);\\
P_B &= G\sum_1^n (p_k R_k + q_k X_k) + B\sum_1^n (p_k X_k - q_k R_k);\\
Q_B &= -G\sum_1^n (p_k X_k - q_k R_k) + B\sum_1^n (p_k R_k + q_k X_k),
\end{aligned}
\tag{5.42}
$$

în care p_k și q_k reprezintă puterile active și reactive ale sarcinilor.

b. Linie omogenă. De cele mai multe ori tronsoanele liniei considerate sînt constituite din conductoare cu aceeași secțiune și din același material, astfel că impedanța pe unitatea de lungime este aceeași. În acest caz, ecuațiile care determină repartiția curenților sau a puterilor în linie, devin:

$$
\begin{aligned}
\underline{I}_A &= \frac{\sum_1^n \underline{i}_k \cdot L'_k}{L}; \quad \underline{I}_B = \frac{\sum_1^n \underline{i}_k \cdot L_k}{L};\\
\underline{S}_A &= \frac{\sum_1^n \underline{s}_k \cdot L'_k}{L}; \quad \underline{S}_B = \frac{\sum_1^n \underline{s}_k \cdot L_k}{L}
\end{aligned}
\tag{5.43}
$$

sau, separînd părțile reale și cele imaginare

$$
\begin{aligned}
I_{a_A} &= \frac{\sum_1^n i_{a_k} \cdot L'_k}{L}; \quad I_{a_B} = \frac{\sum_1^n i_{a_k} \cdot L_k}{L};\\
I_{r_A} &= \frac{\sum_1^n i_{r_k} \cdot L'_k}{L}; \quad I_{r_B} = \frac{\sum_1^n i_{r_k} \cdot L_k}{L}\\
P_A &= \frac{\sum_1^n p_k \cdot L'_k}{L}; \quad P_B = \frac{\sum_1^n p_k \cdot L_k}{L};\\
Q_A &= \frac{\sum_1^n q_k \cdot L'_k}{L}; \quad Q_B = \frac{\sum_1^n q_k \cdot L_k}{L},
\end{aligned}
\tag{5.44}
$$

în care produsele de sub semnul Σ, reprezintă momentele electrice ale curenților sau puterilor față de punctele de alimentare.

Relațiile (5.44) arată că repartiția sarcinilor active și reactive se poate determina independent una de alta, ca și cum ar exista separat două linii: una cu sarcini active și alta cu sarcini reactive. Distribuția totală a puterilor rezultă din suprapunerea rezultatelor obținute în cele două cazuri, totalizînd geometric sarcinile active și reactive din tronsoane.

c. Sarcinile liniei sînt pur active. În acest caz circulația curenților sau puterilor reiese utilizînd relațiile (5.43) sub forma:

$$I_A = \frac{\sum_1^n i_k L_k'}{L}; \quad I_B = \frac{\sum_1^n i_k L_k}{L};$$

$$P_A = \frac{\sum_1^n p_k L_k'}{L}; \quad P_B = \frac{\sum_1^n p_k L_k}{L} \qquad (5.45)$$

în care s-a presupus că rețeaua este omogenă.

Aceleași relații corespund și cazului în care nu se ține seama de reactanța liniei, cu observația că intervin numai componentele active ale curenților de sarcină.

Relațiile (5.39—5.45) arată că pentru linii alimentate la două capete cu tensiuni egale, curenții și puterile care pleacă din aceste puncte, se determină în același mod ca și reacțiunile la capetele unei grinzi, liber așezate pe două reazeme, solicitată de sarcini concentrate.

Pe baza acestei analogii produsele $i_k \cdot L_k$, $s_k \cdot L_k$ etc., care se măsoară în A · *m* sau VA · m, constituie momentele electrice ale curenților sau ale sarcinilor consumatorilor în raport cu punctele de alimentare *A* și *B*, definite și în cazul rețelelor simple alimentate la un capăt. Același lucru reprezintă produsele de sub semnul Σ al relațiilor (5.34), (5.35) sau (5.38) obținute în cazul general.

Observație. Se poate indica următorul mod de efectuare a calculelor pentru determinarea căderilor de tensiune în liniile alimentate la două capete:

— se determină circulația curenților sau a puterilor și punctul de separare al acestora, în care linia poate fi artificial secționată, obținîndu-se două linii radiale simple, independente una de alta;

— se determină căderea de tensiune maximă în timpul funcționării normale, a oricăreia din liniile radiale și cu tensiuni egale în punctele de alimentare. Dacă tensiunele din punctele de alimentare sînt diferite, căderea de tensiune maximă se va produce în acea linie radială, care va fi alimentată de la sursa cu tensiunea mai înaltă;

— dacă există două puncte de separare, corespunzătoare curenților sau puterilor active și reactive, este necesar să se calculeze căderea de tensiune pînă la ambele puncte și să se compare rezultatele;

— se poate determina și căderea de tensiune maximă în rețea, în cazul cel mai grav, cînd la unul din punctele de alimentare dispare tensiunea sau cînd se deconectează un sector dintr-un cap al liniei.

Aplicația 5.4. Să se calculeze distribuția curenților și căderea de tensiune în linia alimentată la două capete prezentată în figura 5.17. Sarcinile pur active sînt exprimate în A, iar tensiunile la cele două capete sînt egale între ele ($U_A = U_B = 380$ V). Linia se consideră din cupru, avînd secțiunile indicate pe figură prin cifre încercuite.

REZOLVARE

Se stabilesc rezistențele diferitelor porțiuni ale liniei:

$$R_{Aa} = \frac{1}{56}\frac{400}{50} = 0{,}143\ \Omega; \quad R_{ab} = \frac{1}{56}\frac{200}{35} = 0{,}102\ \Omega;$$

$$R_{bc} = \frac{1}{56}\frac{300}{50} = 0{,}107\ \Omega; \quad R_{cB} = \frac{1}{56}\frac{500}{70} = 0{,}127\ \Omega;$$

$$R_{bd} = \frac{1}{56}\frac{70}{25} = 0{,}05\ \Omega; \quad R_{de} = \frac{1}{56}\frac{100}{25} = 0{,}071\ \Omega.$$

Concentrînd în punctul b sarcinile de pe derivația be, se ajunge la o linie alimentată de la două capete pentru care se determină:

$$I_A = \frac{12\cdot(0{,}102 + 0{,}107 + 0{,}127) + 18(0{,}107 + 0{,}127) + 20\cdot 0{,}127}{0{,}479} = 22{,}52\ \text{A};$$

$$I_B = \frac{20(0{,}107 + 0{,}102 + 0{,}143) + 18(0{,}102 + 0{,}143) + 12\cdot 0{,}143}{0{,}479} = 27{,}48\ \text{A}.$$

Pe figura 5.17, a se efectuează circulația de curenți și se determină punctul de separare al acestora, care corespunde nodului b (fig. 5.17, b).

Căderile de tensiune pînă în punctele b și e au valorile:

$$\Delta U_{Ab} = 12\cdot 0{,}143 + 10{,}52\cdot(0{,}143 + 0{,}102) = 4{,}29\ \text{V};$$

$$\Delta U_{be} = 8\cdot 0{,}05 + 10(0{,}05 + 0{,}071) = 1{,}61\ \text{V}.$$

Căderea de tensiune de la sursa de alimentare pînă la ultimul consumator este dată de suma celor două căderi de tensiune calculate, adică:

$$\Delta U_{Ae} = \Delta U_{Ab} + \Delta U_{be} = 4{,}29 + 1{,}61 = 5{,}9\ \text{V}$$

sau procentual:

$$\Delta U_{Ae} = \frac{5{,}9}{380}100 = 1{,}55\%.$$

5.3.2. **Rețele buclate.** De cele mai multe ori alimentarea consumatorilor se face de la rețele buclate cu configurații complexe, care prezintă mai multe

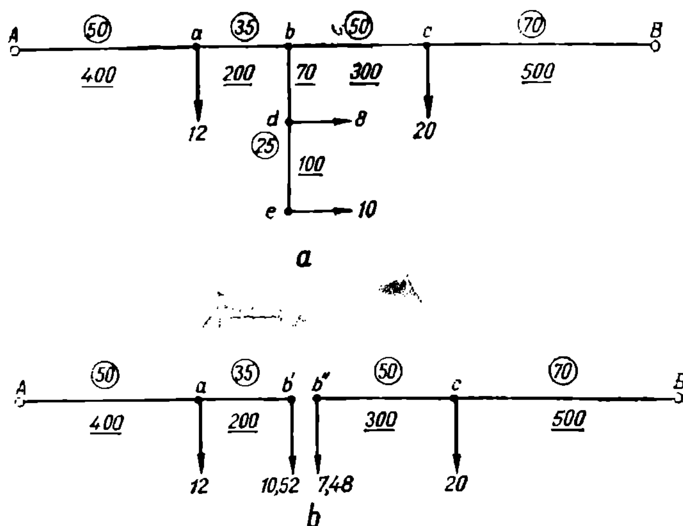


Fig. 5.17. Linia alimentată la două capete corespunzătoare aplicației 5.4.

noduri și bucle. Unele dintre noduri reprezintă puncte de injecție (surse de energie), iar altele, puncte de consum.

În astfel de rețele, determinarea circulației puterilor sau a curenților se face fie prin rezolvarea unui număr de ecuații egal cu numărul necunoscutelor, deduse prin aplicarea teoremelor lui Kirchhoff, fie prin aplicarea metodei transfigurării.

Prima metodă presupune calcule laborioase și de cele mai multe ori, pentru rezolvarea unei rețele cu mai multe noduri și bucle, ea devine foarte greoaie și necesită utilizarea calculatoarelor.

Cea de-a doua metodă, prezentată și utilizată mai jos, se bazează pe transformarea treptată a rețelei date, pînă se ajunge la cele mai simple scheme, de exemplu, la o linie alimentată la două capete sau la un singur capăt, pentru care determinarea distribuției curenților nu întîmpină dificultăți. După determinarea distribuției curenților sau a puterilor în această schemă simplă, se determină, prin transformări inverse, distribuția sarcinilor atît în schemele intermediare, cît și în cea inițială.

Avantajul acestei metode constă în eliminarea calculelor laborioase, ceea ce face ca ea să se folosească pe scară largă, atît la calcularea rețelelor buclate, cît și la rezolvarea problemelor legate de determinarea curenților de scurt circuit.

Aplicarea metodei transfigurării se bazează pe folosirea următoarelor principii.

a. Compunerea ramurilor cu tensiuni de alimentare diferite. Se consideră ramurile A, B, C ale rețelei din figura 5.18. care au un punct comun O și tensiuni diferite $\underline{V}_A$, $\underline{V}_B$, $\underline{V}_C$ la capete. Aceste ramuri se pot înlocui printr-o singură ramură echivalentă, care are admitanța $\underline{Y}_E$ și tensiunea $\underline{V}_E$ la capătul E. Pentru a determina mărimile echivalente $\underline{V}_E$ și $\underline{Y}_E$, se scriu relațiile

de echivalență între schema reală cu trei ramuri și cea echivalentă cu o singură ramură, adică:

$$\underline{I}_E = \underline{I}_A + \underline{I}_B + \underline{I}_C;$$

$$(\underline{V}_E - \underline{V}_0)\underline{Y}_E = (\underline{V}_A - \underline{V}_0)\underline{Y}_A + (\underline{V}_B - \underline{V}_0)\underline{Y}_B + (\underline{V}_C - \underline{V}_0)\underline{Y}_C \qquad (5.46)$$

Din aceste relații rezultă că

$$\underline{Y}_E = \underline{Y}_A + \underline{Y}_B + \underline{Y}_C;$$

$$\underline{V}_E = \frac{\underline{V}_A \cdot \underline{Y}_A + \underline{V}_B \cdot \underline{Y}_B + \underline{V}_C \cdot \underline{Y}_C}{\underline{Y}_A + \underline{Y}_B + \underline{Y}_C} \qquad (5.47)$$

sau, în general, în cazul mai multor ramuri:

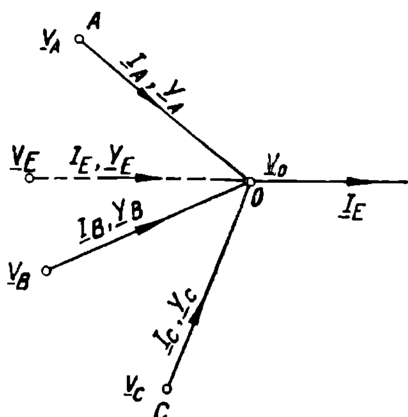


Fig. 5.18. Rețea ramificată cu trei puncte de alimentare.

$$\underline{Y}_E = \sum_1^n \underline{Y}_k; \qquad \underline{V}_E = \frac{\sum_1^n \underline{V}_k \underline{Y}_k}{\sum_1^n \underline{Y}_k}. \qquad (5.48)$$

La transformări inverse însă, se cunoaște curentul echivalent și se cere să se determine curenții care trec prin ramurile rețelei inițiale, netransfigurate. În acest caz, se scriu relațiile căderilor de tensiune:

$$\underline{V}_A - \underline{V}_0 = \frac{\underline{I}_A}{\underline{Y}_A}; \quad \underline{V}_B - \underline{V}_0 = \frac{\underline{I}_B}{\underline{Y}_B}; \quad \underline{V}_C - \underline{V}_0 = \frac{\underline{I}_C}{\underline{Y}_C}; \quad \underline{V}_E - \underline{V}_0 = \frac{\underline{I}_E}{\underline{Y}_E}.$$

Din ultima relație se poate determina tensiunea nodului 0, sub forma:

$$\underline{V}_0 = \underline{V}_E - \frac{\underline{I}_E}{\underline{Y}_E},$$

care înlocuită în celelalte trei ecuații, permite determinarea curenților din ramuri:

$$\underline{I}_A = \underline{I}_E \frac{\underline{Y}_A}{\underline{Y}_E} + (\underline{V}_A - \underline{V}_E)\underline{Y}_A; \quad \underline{I}_B = \underline{I}_E \frac{\underline{Y}_B}{\underline{Y}_E} + (\underline{V}_B - \underline{V}_E)\underline{Y}_B;$$

$$\underline{I}_C = \underline{I}_B \frac{\underline{Y}_C}{\underline{Y}_E} + (\underline{V}_0 - \underline{V}_E)\underline{Y}_C. \qquad (5.49)$$

Evident că dacă tensiunile ramurilor sînt egale, relațiile (5.46) și (5.48) rămîn valabile, cu observația că tensiunea ramurii echivalente este egală cu cea a ramurilor componente. În acest caz, în relațiile (5.49) dispare termenul al doilea al părții din dreapta.

Dacă sarcinile sînt exprimate prin puteri, ecuațiile pentru determinarea repartiției acestora, se obțin din (5.49), prin înmulțirea acestora cu 3 $\underline{V}_0$, adică:

$$\underline{S}_A = \underline{S}_E \frac{\underline{Y}_A}{\underline{Y}_E} + 3\underline{V}_0(\underline{V}_A - \underline{V}_E)\underline{Y}_A; \quad \underline{S}_B = \underline{S}_E \frac{\underline{Y}_B}{\underline{Y}_E} + 3\underline{V}_0(\underline{V}_B - \underline{V}_E)\underline{Y}_B;$$

$$\underline{S}_C = \underline{S}_B \frac{\underline{Y}_C}{\underline{Y}_E} + 3\underline{V}_0(\underline{V}_C - \underline{V}_E)\underline{Y}_C. \qquad (5.50)$$

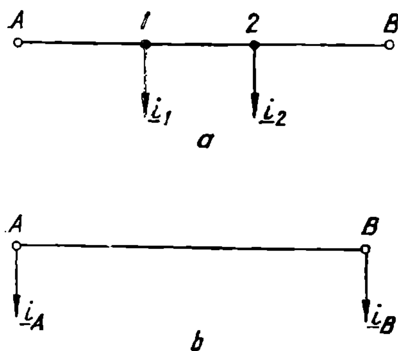


Fig. 5.19. Rețea cu sarcini situate pe ramuri:
a — rețeaua inițială; b — rețeaua transformată.

Aceste ecuații nu permit însă cunoașterea puterilor $\underline{S}_A$, $\underline{S}_B$ și $\underline{S}_C$ decît dacă este dată mărimea $\underline{V}_0$. În practică, pentru calcularea tensiunii $\underline{V}_0$ a nodului O, se utilizează metode de aproximație sau se consideră că aceasta corespunde tensiunii nominale a rețelei.

Trebuie menționat că compunerea ramurilor în paralel este posibilă, numai dacă de-a lungul acestora nu există derivații cu sarcini suplimentare.

b. Aruncarea sarcinilor la noduri. Compunerea ramurilor în paralel impune ca sarcinile să fie situate numai la capetele acestora (la noduri). Dacă ele sînt conectate oriunde de-a lungul ramurilor, se procedează mai întîi la aruncarea lor la capete, cu condiția menținerii constante a căderii de tensiune, atît în schema inițială, cît și în cea transformată.

În figura 5.19 cele două sarcini $\underline{i}_1$ și $\underline{i}_2$ trebuie aruncate la capetele A și B; aceasta se face determinîndu-se acele sarcini $\underline{i}_A$ și $\underline{i}_B$ în rețeaua transformată, care aplicate în punctele A și B dau aceeași cădere de tensiune ca și sarcinile $\underline{i}_1$ și $\underline{i}_2$ din rețeaua inițială. Pentru îndeplinirea acestei condiții este necesar să fie satisfăcute ecuațiile:

$$\Delta \underline{V}_{AB} = \underline{Z}_{A1} \cdot \underline{i}_1 + \underline{Z}_{A2} \cdot \underline{i}_2 = \underline{Z}_{AB} \underline{i}_B;$$
$$\Delta \underline{V}_{BA} = \underline{Z}_{B2} \cdot \underline{i}_2 + \underline{Z}_{B1} \cdot \underline{i}_1 = \underline{Z}_{AB}\, \underline{i}_A, \tag{5.51}$$

din care rezultă că:

$$\underline{i}_A = \frac{\underline{Z}_{B1} \cdot \underline{i}_1 + \underline{Z}_{B2} \cdot \underline{i}_2}{\underline{Z}_{AB}}; \quad \underline{i}_B = \frac{\underline{Z}_{A1} \cdot \underline{i}_1 + \underline{Z}_{A2} \cdot \underline{i}_2}{\underline{Z}_{AB}}, \tag{5.52}$$

unde $\underline{Z}_{A1}$, $\underline{Z}_{A2}$, $\underline{Z}_{B1}$, $\underline{Z}_{B2}$ reprezintă impedanțele de la cele două capete A și B, pînă la punctele de conectare a celor două sarcini $\underline{i}_1$ și $\underline{i}_2$.

Dacă sarcinile sînt exprimate în puteri, rezultă că:

$$\underline{S}_A = \frac{\sum_1^n \underline{s}_k \cdot \underline{Z}_{BK}}{\underline{Z}_{AB}} \text{ și } \underline{S}_B = \frac{\sum_1^n \underline{s}_k \cdot \underline{Z}_{AK}}{\underline{Z}_{AB}}.$$

Aceste ultime relații arată că aruncarea sarcinilor la noduri se face ținînd seama de regula determinată pentru distribuția curenților sau puterilor în cazul rețelelor alimentate la două capete, adică, considerînd momentele electrice ale sarcinilor în raport cu punctele de alimentare.

Respectînd aceeași condiție a egalității căderilor de tensiune, se poate arunca sarcina la capetele ramurilor unei rețele mai complexe.

Fie, de exemplu, rețeaua sub forma unei stele cu trei brațe din figura 5.20, care are o sarcină conectată în nodul O, ce trebuie aruncată, în vederea transformării rețelei, la capete.

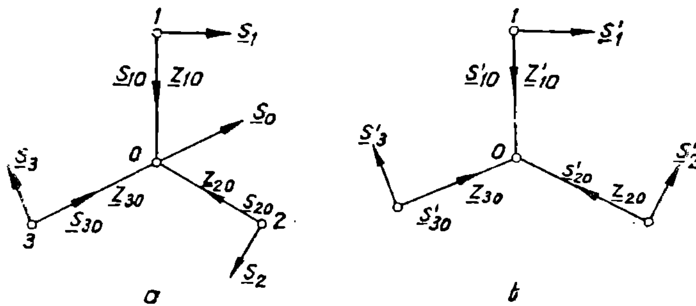


Fig. 5.20. Rețea sub formă de stea cu sarcină în nodul stelei:
a — rețeaua inițială; *b* — rețeaua cu sarcina aruncată la noduri.

Se presupune că în rețeaua inițială, prin laturile acesteia treceau puterile $\underline{S}_{10}$, $\underline{S}_{20}$, $\underline{S}_{30}$, care erau condiționate, pe de o parte de sarcina $\underline{S}_0$ conectată în punctul *O*, iar pe de altă parte de diferența dintre tensiunile punctelor *1, 2, 3*.

Ținînd seama de condiția (5.51), în rețeaua inițială și cea transformată, reiese că:

$$\underline{S}_{10} \cdot \underline{Z}_{10} - \underline{S}_{20} \cdot \underline{Z}_{20} = \underline{S}'_{10} \cdot \underline{Z}_{10} - \underline{S}'_{20} \cdot \underline{Z}_{20};$$

$$\underline{S}_{20} \cdot \underline{Z}_{20} - \underline{S}_{30} \cdot \underline{Z}_{30} = \underline{S}'_{20} \cdot \underline{Z}_{20} - \underline{S}'_{30} \cdot \underline{Z}_{20};$$

$$\underline{S}_{30} \cdot \underline{Z}_{30} - \underline{S}_{10} \cdot \underline{Z}_{10} = \underline{S}'_{30} \cdot \underline{Z}_{30} - \underline{S}'_{10} \cdot \underline{Z}_{10} \tag{5.53}$$

sau:

$$\underline{S}_{1n} \cdot \underline{Z}_{10} = \underline{S}_{2n} \cdot \underline{Z}_{20} = \underline{S}_{3n} \cdot \underline{Z}_{30}, \tag{5.54}$$

în care $\underline{S}_{1n}$, $\underline{S}_{2n}$, $\underline{S}_{3n}$ reprezintă sarcinile suplimentare din punctele *1, 2, 3* rezultate prin mutarea sarcinii $\underline{S}_0$, egale cu diferența puterilor din laturile rețelei inițiale și a celei transformate.

Din relațiile (5.54) se determină:

$$\underline{S}_{2n} = \underline{S}_{1n} \cdot \frac{\underline{Z}_{10}}{\underline{Z}_{20}}; \quad \underline{S}_{3n} = \underline{S}_{1n} \cdot \frac{\underline{Z}_{10}}{\underline{Z}_{30}} \tag{5.55}$$

și ținînd seama că:

$$\underline{S}_{1n} + \underline{S}_{2n} + \underline{S}_{3n} = \underline{S}_0 \tag{5.56}$$

rezultă:

$$\underline{S}_{1n} = \underline{S}_0 \frac{\underline{Y}_{10}}{\sum_1^n \underline{Y}_{k0}}; \quad \underline{S}_{2n} = \underline{S}_0 \frac{\underline{Y}_{20}}{\sum_1^n \underline{Y}_{k0}}; \quad \underline{S}_{3n} = \underline{S}_0 \frac{\underline{Y}_{30}}{\sum_1^n \underline{Y}_{k0}}. \tag{5.57}$$

La același rezultat se ajunge dacă se aplică direct ecuațiile (5.39), în care numitorul reprezintă impedanța totală a rețelei, la capătul căreia se află conectată sarcina S_0. În acest caz, ecuațiile (5.54) ale căderilor de tensiune se completează sub forma:

$$\underline{S}_{1n} \cdot \underline{Z}_{10} = \underline{S}_{2n} \cdot \underline{Z}_{20} = \underline{S}_{3n} \cdot \underline{Z}_{30} = \underline{S}_0 \cdot \underline{Z}_E \tag{5.58}$$

şi deci:

$$\underline{S}_{1n} = \underline{S}_0 \frac{\underline{Z}_E}{\underline{Z}_{10}}; \quad \underline{S}_{2n} = \underline{S}_0 \frac{\underline{Z}_E}{\underline{Z}_{20}}; \quad \underline{S}_{3n} = \underline{S}_0 \frac{\underline{Z}_E}{\underline{Z}_{30}}, \tag{5.59}$$

în care $\underline{Z}_E$ este impedanţa rezultată din punerea în paralel a impedanţelor $\underline{Z}_{10}$, $\underline{Z}_{20}$, $\underline{Z}_{30}$ ale braţelor reţelei. Se determină că:

$$\underline{S}_{1n} = \underline{S}_0 \frac{\underline{Z}_{20} \cdot \underline{Z}_{30}}{\underline{Z}_{10} \cdot \underline{Z}_{20} + \underline{Z}_{10} \cdot \underline{Z}_{30} + \underline{Z}_{20} \cdot \underline{Z}_{30}};$$

$$\underline{S}_{2n} = \underline{S}_0 \frac{\underline{Z}_{10} \cdot \underline{Z}_{30}}{\underline{Z}_{10} \cdot \underline{Z}_{20} + \underline{Z}_{10} \cdot \underline{Z}_{30} + \underline{Z}_{20} \cdot \underline{Z}_{30}};$$

$$\underline{S}_{3n} = \underline{S}_0 \frac{\underline{Z}_{10} \cdot \underline{Z}_{20}}{\underline{Z}_{10} \cdot \underline{Z}_{20} + \underline{Z}_{10} \cdot \underline{Z}_{30} + \underline{Z}_{20} \cdot \underline{Z}_{30}}, \tag{5.60}$$

relaţii care, după transformări devin identice cu (5.57).

Cînd reţeaua este omogenă, adică conductoarele sînt confecţionate din acelaşi material şi au aceeaşi secţiune, în relaţiile de transformare impedanţele se înlocuiesc prin lungimile corespunzătoare. Dacă laturile reţelelor nu au aceeaşi secţiune, atunci se raportează diferitele secţiuni la o singură secţiune (mai frecventă). Acest lucru se face punînd condiţia menţinerii constante a valorii rezistenţei (se consideră reactanţa inductivă aceeaşi). Conductorul care are rezistenţa $R_1 = \rho \frac{l_1}{s_1}$ se înlocuieşte printr-un conductor cu aceeaşi rezistenţă, însă care are secţiunea s şi lungimea l, adică:

$$R_1 = \rho \frac{l_1}{s_1} = \rho \frac{l}{s},$$

de unde rezultă lungimea raportată a conductorului:

$$l = l_1 \frac{s}{s_1}.$$

c. Transfigurarea unei reţele cu conexiunea stea într-una cu conexiunea triunghi. Din electrotehnică se cunoaşte că o reţea formată din trei impedanţe conectate în stea, poate fi înlocuită prin trei impedanţe conectate în triunghi şi reciproc. Prima proprietate poate fi extinsă la un număr oarecare de laturi.

Într-adevăr, fie reţeaua din figura 5.21 cu n borne $A, B, C, ..., N$, care conţine n impedanţe conectate în stea. Reţeaua poate fi transfigurată într-un poligon cu $\frac{n(n-1)}{2}$ impedanţe, legînd două cîte două toate bornele sale.

Deoarece cele două reţele, iniţială şi transfigurată, sînt echivalente, rezultă că tensiunile aplicate la capete $\underline{V}_a, \underline{V}_b, ..., \underline{V}_n$ şi curenţii $\underline{I}_a, \underline{I}_b, ..., \underline{I}_n$ care pătrund în bornele respective, trebuie să fie aceiaşi în cele două cazuri. Dacă $\underline{V}_0$ reprezintă tensiunea nodului corespunzător centrului stelei, atunci curenţii din laturile acesteia sînt exprimaţi prin relaţia generală:

$$\underline{I}_k = \frac{\underline{V}_k - \underline{V}_0}{\underline{Z}_k} \tag{5.61}$$

şi se pot determina numai dacă se cunoaşte $\underline{V}_0$.

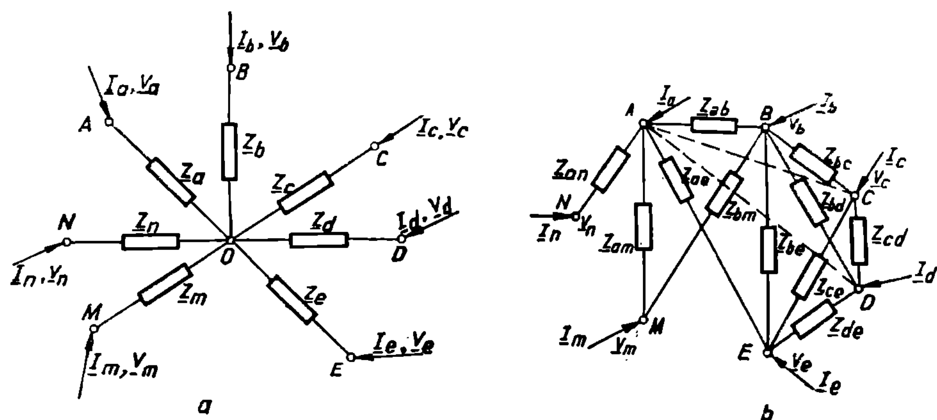


Fig. 5.21. Rețea stelată cu n brațe și transfigurată în poligon.

Conform primei teoreme a lui Kirchhoff se poate scrie:

$$\sum_{1}^{n} \underline{I}_k = \sum_{1}^{n} \frac{\underline{V}_k}{\underline{Z}_k} - \underline{V}_0 \sum_{1}^{n} \frac{1}{\underline{Z}_k} = 0, \tag{5.62}$$

de unde rezultă că:

$$\underline{V}_0 = \underline{Z}_e \sum_{1}^{n} \frac{\underline{V}_k}{\underline{Z}_k}, \tag{5.63}$$

în care $\sum_{1}^{n} \frac{1}{\underline{Z}_k} = \frac{1}{\underline{Z}_e}$ este impedanța echivalentă rezultată prin punerea în paralel a tuturor brațelor stelei.

Introducînd (5.63) în (5.61) se determină:

$$\underline{I}_k = \frac{\underline{V}_k}{\underline{Z}_k} - \frac{\underline{Z}_e}{\underline{Z}_k} \sum_{1}^{n} \frac{\underline{V}_k}{\underline{Z}_k}. \tag{5.64}$$

În ultima ecuație se poate izola în semnul Σ termenul care corespunde bornei k. Astfel se poate scrie că:

$$\sum_{1}^{n} \frac{\underline{V}_k}{\underline{Z}_k} = \frac{\underline{V}_k}{\underline{Z}_k} + \Sigma' \frac{\underline{V}_j}{\underline{Z}_j}, \tag{5.65}$$

în care Σ' este extinsă la toți indicii $j \neq k$.

Expresia generală (5.61) a curentului care intră în borna k a rețelei cu n brațe conectate în stea, devine:

$$\underline{I}_k = \underline{V}_k \left(\frac{1}{\underline{Z}_k} - \frac{\underline{Z}_e}{\underline{Z}_k^2} \right) - \frac{\underline{Z}_e}{\underline{Z}_k} \Sigma' \frac{\underline{V}_j}{\underline{Z}_j}. \tag{5.66}$$

În rețeaua transfigurată dată în figura 5.21, b, curenții din laturi se pot exprima prin relația generală:

$$\underline{I}_{kj} = \frac{\underline{V}_k - \underline{V}_j}{\underline{Z}_{kj}}. \tag{5.67}$$

În nodul k al acestei rețele pătrunde curentul $\underline{I}_k$, a cărui valoare este:

$$\underline{I}_k = \Sigma' \frac{\underline{V}_k - \underline{V}_j}{\underline{Z}_{kj}} = \underline{V}_k \Sigma' \frac{1}{\underline{Z}_{kj}} - \Sigma' \frac{\underline{V}_j}{\underline{Z}_{kj}}, \tag{5.68}$$

unde sumele Σ' se extind la toți indicii $j \neq k$.

Identificînd relațiile (5.64) și (5.68) deduse pentru rețeaua inițială și cea transfigurată, rezultă că trebuie să fie îndeplinite simultan condițiile:

$$\Sigma' \frac{1}{\underline{Z}_{kj}} = \frac{1}{\underline{Z}_k} - \frac{\underline{Z}_e}{\underline{Z}_k^2}; \quad \Sigma' \frac{\underline{V}_j}{\underline{Z}_{kj}} = \frac{\underline{Z}_e}{\underline{Z}_k} \Sigma' \frac{\underline{V}_j}{\underline{Z}_j}. \tag{5.69}$$

Este evident că ultima condiție este îndeplinită numai dacă pentru fiecare valoare a lui j este satisfăcută relația:

$$\frac{1}{Z} = \frac{\underline{Z}_e}{\underline{Z}_k \cdot \underline{Z}_j}. \tag{5.70}$$

Se poate constata că prima condiție din (5.69) este o consecință a condiției a doua din (5.69) și a ecuației (5.70).

Într-adevăr, calculînd $\Sigma' \frac{1}{\underline{Z}_{kj}}$, plecînd de la ecuația (5.70), se obține:

$$\Sigma' \frac{1}{\underline{Z}_{kj}} = \frac{\underline{Z}_e}{\underline{Z}_k}\left(\frac{1}{\underline{Z}_1} + \frac{1}{\underline{Z}_2} + \cdots + \frac{1}{\underline{Z}_n} - \frac{1}{\underline{Z}_k}\right) = \frac{\underline{Z}_e}{\underline{Z}_k}\left(\frac{1}{\underline{Z}_e} - \frac{1}{\underline{Z}_k}\right) = \frac{1}{\underline{Z}_k} - \frac{\underline{Z}_e}{\underline{Z}_k^2},$$

adică tocmai prima condiție din (5.69).

Din cele enunțate, rezultă că o schemă în stea poate fi totdeauna înlocuită printr-o schemă în poligon, valoarea impedanțelor $\underline{Z}_{kj}$ care leagă două noduri ale poligonului fiind definită de relația (5.70).

Transformarea inversă a unei rețele în poligon într-o schemă în stea, nu este în general posibilă. În acest caz există $\frac{n(n-1)}{2}$ relații de forma (5.70), pentru determinarea celor n impedanțe $\underline{Z}_k$, adică numărul ecuațiilor este mai mare decît al necunoscutelor. Condiția $\frac{n(n-1)}{2} = n$ este satisfăcută numai la poligonul cu trei laturi, adică transformarea inversă este posibilă numai în cazul unei rețele în triunghi.

Aplicații ale condiției generale (5.70)

1. Transfigurarea stea-triunghi. Fie cele două rețele din figura 5.22 una formată din trei impedanțe montate în stea, și alta formată din trei impedanțe montate în triunghi. Aplicînd condiția (5.70) rezultă că cele două scheme vor fi echivalente, dacă:

$$\frac{1}{\underline{Z}_{12}} = \frac{\underline{Z}_e}{\underline{Z}_1 \underline{Z}_2}; \quad \frac{1}{\underline{Z}_{13}} = \frac{\underline{Z}_e}{\underline{Z}_1 \cdot \underline{Z}_3}; \quad \frac{1}{\underline{Z}_{23}} = \frac{\underline{Z}_e}{\underline{Z}_2 \cdot \underline{Z}_3}.$$

Ținînd seama că:

$$\underline{Z}_e = \frac{\underline{Z}_1 \cdot \underline{Z}_2 \cdot \underline{Z}_3}{\underline{Z}_1 \cdot \underline{Z}_2 + \underline{Z}_1 \cdot \underline{Z}_3 + \underline{Z}_2 \cdot \underline{Z}_3},$$

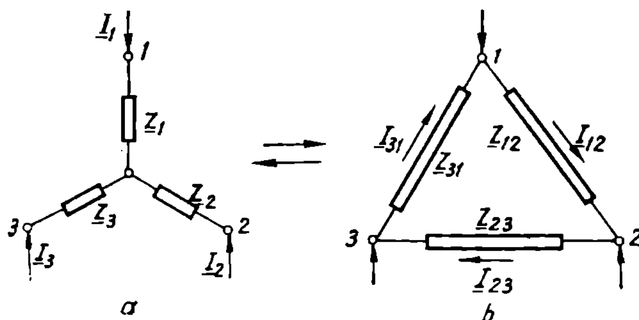


Fig. 5.22. Rețea stelată cu trei brațe, transfigurată în rețea sub formă de triunghi.

rezultă:

$$\underline{Z}_{12} = \underline{Z}_1 + \underline{Z}_2 + \frac{\underline{Z}_1\underline{Z}_2}{\underline{Z}_3}; \quad \underline{Z}_{23} = \underline{Z}_2 + \underline{Z}_3 + \frac{\underline{Z}_2\underline{Z}_3}{\underline{Z}_1};$$

$$\underline{Z}_{31} = \underline{Z}_3 + \underline{Z}_1 + \frac{\underline{Z}_3\underline{Z}_1}{\underline{Z}_2}. \tag{5.71}$$

Dacă se dau impedanțele rețelei în triunghi, atunci se determină impedanțele rețelei transfigurate în stea, cu relațiile:

$$\underline{Z}_1 = \frac{\underline{Z}_{12}\cdot\underline{Z}_{13}}{\underline{Z}_{12}+\underline{Z}_{13}+\underline{Z}_{23}}; \quad \underline{Z}_2 = \frac{\underline{Z}_{23}\cdot\underline{Z}_{21}}{\underline{Z}_{12}+\underline{Z}_{13}+\underline{Z}_{23}};$$

$$\underline{Z}_3 = \frac{\underline{Z}_{31}\cdot\underline{Z}_{32}}{\underline{Z}_{12}+\underline{Z}_{13}+\underline{Z}_{23}}. \tag{5.72}$$

La același rezultat sintetizat în relațiile (5.71) și (5.72) s-ar fi ajuns, dacă se punea condiția de echivalență a celor două scheme, adică impedanțele măsurate la cele trei perechi de borne *1—2*, *2—3* și *3—1* ale rețelei în formă de stea, să fie egale cu impedanțele măsurate, la aceleași perechi de borne, ale rețelei în formă de triunghi. Cu notațiile din figura 5.22 se pot scrie relațiile:

$$\underline{Z}_1 + \underline{Z}_2 = (\underline{Z}_{23} + \underline{Z}_{31}) \parallel \underline{Z}_{12}; \quad \underline{Z}_2 + \underline{Z}_3 = (\underline{Z}_{31} + \underline{Z}_{12}) \parallel \underline{Z}_{23};$$

$$\underline{Z}_3 + \underline{Z}_1 = (\underline{Z}_{21} + \underline{Z}_{23}) \parallel \underline{Z}_{13}, \tag{5.73}$$

a căror rezolvare permite obținerea relațiilor (5.71) și (5.72). Curenții din ramurile rețelei în formă de stea și din cele ale rețelei în formă de triunghi, sînt legați prin relațiile

$$\underline{I}_1 = \underline{I}_{12} - \underline{I}_{31}; \quad \underline{I}_2 = \underline{I}_{23} - \underline{I}_{12}; \quad \underline{I}_3 = \underline{I}_{31} - \underline{I}_{23} \quad \text{și}$$

$$\underline{I}_{12} = \frac{\underline{Z}_1\underline{I}_1 - \underline{Z}_2\underline{I}_2}{\underline{Z}_{12}}; \quad \underline{I}_{23} = \frac{\underline{Z}_2\underline{I}_2 - \underline{Z}_3\underline{I}_3}{\underline{Z}_{23}}; \quad \underline{I}_{31} = \frac{\underline{Z}_3\underline{I}_3 - \underline{Z}_1\underline{I}_1}{\underline{Z}_{31}}.$$

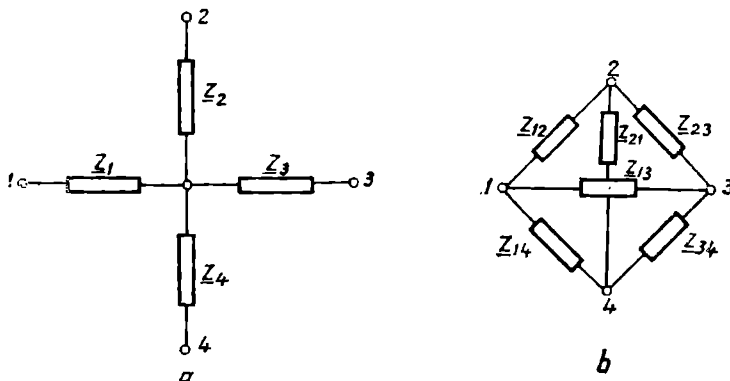


Fig. 5.23. Rețea stelată cu patru brațe transfigurată în poligon.

2. *Transfigurarea unei stele cu patru laturi.* Rețeaua cu patru ramuri montate în stea, ca în figura 5.23 se poate transforma într-un poligon, ale cărui impedanțe conform condiției (5.70) sînt date de relațiile:

$$\underline{Z}_{12} = \frac{\underline{Z}_1 \cdot \underline{Z}_2}{\underline{Z}_e} = \underline{Z}_1 + \underline{Z}_2 + \underline{Z}_1 \cdot \underline{Z}_2/(\underline{Z}_3 \| \underline{Z}_4);$$

$$\underline{Z}_{23} = \frac{\underline{Z}_2 \cdot \underline{Z}_3}{\underline{Z}_e} = \underline{Z}_2 + \underline{Z}_3 + \underline{Z}_2 \cdot \underline{Z}_3/(\underline{Z}_1 \| \underline{Z}_4);$$

$$\underline{Z}_{34} = \frac{\underline{Z}_3 \cdot \underline{Z}_4}{\underline{Z}_e} = \underline{Z}_3 + \underline{Z}_4 + \underline{Z}_3 \cdot \underline{Z}_4/(\underline{Z}_1 \| \underline{Z}_2);$$

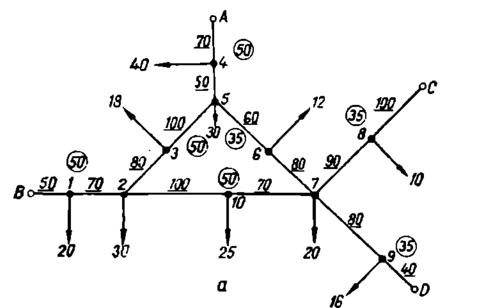
$$\underline{Z}_{14} = \frac{\underline{Z}_1 \cdot \underline{Z}_4}{\underline{Z}_e} = \underline{Z}_1 + \underline{Z}_4 + \underline{Z}_1 \cdot \underline{Z}_4/(\underline{Z}_2 \| \underline{Z}_3);$$

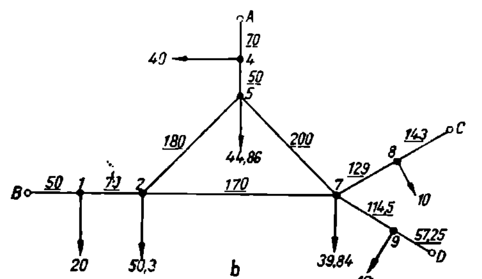
$$\underline{Z}_{13} = \frac{\underline{Z}_1 \cdot \underline{Z}_3}{\underline{Z}_e} = \underline{Z}_1 + \underline{Z}_3 + \underline{Z}_1 \cdot \underline{Z}_3/(\underline{Z}_2 \| \underline{Z}_4);$$

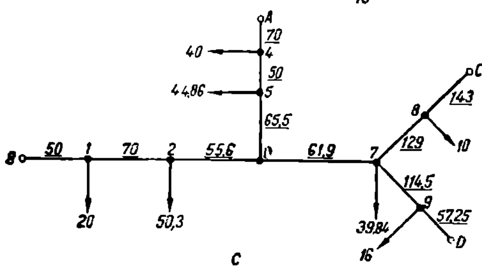
$$\underline{Z}_{24} = \frac{\underline{Z}_2 \cdot \underline{Z}_4}{\underline{Z}_e} = \underline{Z}_2 + \underline{Z}_4 + \underline{Z}_2 \cdot \underline{Z}_4/(\underline{Z}_1 \| \underline{Z}_3).$$

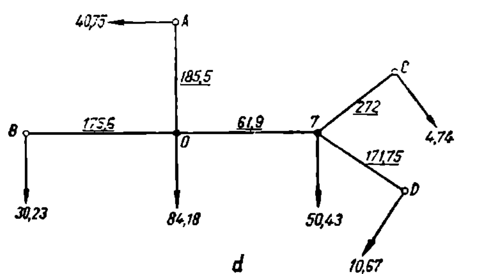
Aplicînd condiția (5.70) orice stea cu n laturi se poate transfigura într-un poligon cu $\frac{n(n-1)}{2}$ laturi, transformarea inversă nefiind posibilă decît în cazul triunghiului.

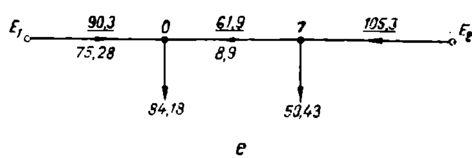
Aplicația 5.5. Se dă sectorul din rețeaua cu patru puncte de alimentare din figura 5.24, care are sarcinile date în kW. Conductoarele sînt din cupru avînd secțiunile înscrise pe figură cu cifre încercuite și lungimile cu cifre subliniate. Să se determine punctele de separație a puterilor și căderile maxime de tensiune. Tensiunile în cele patru puncte sînt egale cu 380 V.

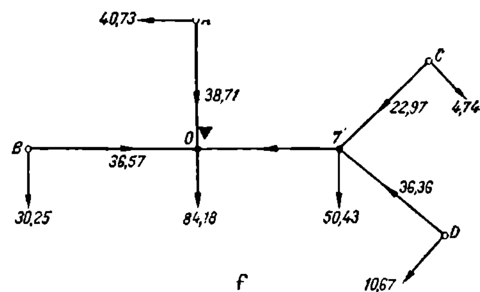


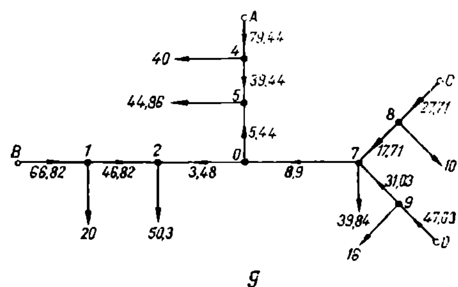












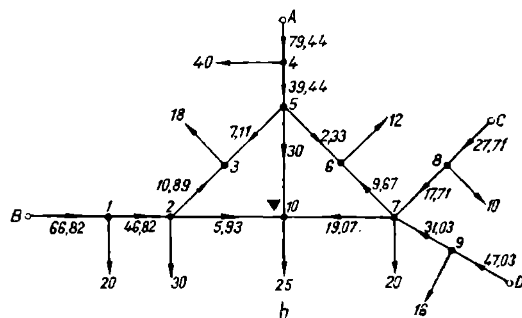


Fig. 5.24. Rețea corespunzătoare aplicației 5.5.

Pentru simplificare se va reduce schema dată la una echivalentă în care toate cablurile au aceeaşi secţiune $s = 50$ mm². Relaţia de calcul a lungimii echivalente noii secţiuni este $l' = l\frac{s'}{s}$. Se determină:

$$l'_{56} = 60 \cdot \frac{50}{35} = 85{,}7 \text{ m}, \quad l'_{67} = 80 \cdot \frac{50}{35} = 114{,}3 \text{ m}$$

şi analog:

$$l'_{78} = 129 \text{ m}, \quad l'_{8C} = 143 \text{ m}, \quad l'_{79'} = 114{,}5 \text{ m}, \quad l'_{9D} = 57{,}25 \text{ m}.$$

Se mută sarcina din punctul *3* în punctele *2* şi *5*, utilizîndu-se relaţiile (5.52). Se obţine

$$P_{32} = 18\frac{100}{180} = 10 \text{ kW}; \quad P_{35} = 18\frac{80}{180} = 8 \text{ kW}.$$

Se procedează analog cu sarcinile din punctele *6* şi *10*. Reţeaua capătă configuraţia din figura 5.24, *b*, unde:

$$P_{65} = 6{,}86 \text{ kW}, \; P_{67} = 5{,}14 \text{ kW},$$

$$P_{10-2} = 10{,}3 \text{ kW}, \; P_{10-7} = 14{,}7 \text{ kW}.$$

Se face transfigurarea triunghiului (*2, 5, 7*) într-o stea echivalentă, utilizîndu-se relaţiile (5.72). Se obţine:

$$l_{2-0} = \frac{180 \cdot 70}{180 + 170 + 98} = 55{,}6 \text{ m}; \quad l_{5-0} = \frac{180 \cdot 198}{448} = 65{,}5 \text{ m};$$

$$l_{7-0} = \frac{98 \cdot 170}{448} = 61{,}9 \text{ m}.$$

Se mută sarcinile din nodurile *5* şi *4* în *A* şi *0*. Se utilizează relaţiile (5.52) şi se obţine:

$$P'_A = \frac{44{,}86 \cdot 65{,}5 + 40 \cdot 115{,}5}{185{,}5} = 40{,}75 \text{ kW};$$

$$P'_O = \frac{44{,}86 \cdot 120 + 40 \cdot 70}{185{,}5} = 44{,}11 \text{ kW}.$$

Analog se procedează cu sarcinile din punctele *1* şi *2*, *8* şi respectiv *9*. Se obţine reţeaua din figura 5.24, *d*, unde:

$$P'_B = 30{,}25 \text{ kW}, \quad P'_C = 4{,}74 \text{ kW}, \quad P'_D = 10{,}67 \text{ kW}, \quad P'_O = 144{,}68 \text{ kW}.$$

Această reţea se poate transfigura într-o reţea mai simplă. Astfel, se compun ramurile *OA* şi *OB* şi respectiv *7C* şi *7D*. Cu ajutorul relaţiilor (5.48) se calculează lungimile circuitelor echivalente:

$$l_{(AB)E} = l_{E_1} = 90{,}3 \text{ m}; \quad l_{(CD)E} = l_{E_2} = 105{,}3 \text{ m}.$$

Reţeaua s-a transformat într-o reţea echivalentă alimentată de la două capete redată în figura 5.24, *e*.

Considerînd rețeaua alimentată de la ambele capete cu tensiuni egale, se poate calcula circulația de puteri cu relațiile (5.45):

$$P_{E_1} = \frac{84,18 \cdot 167,2 + 50,43 \cdot 105,3}{90,3 + 61,9 + 105,3} = 75,28 \text{ kW};$$

$$P_{E_2} = \frac{84,18 \cdot 90,3 + 50,43 \cdot 152,2}{257,5} = 59,33 \text{ kW}.$$

Repartiția puterilor în rețeaua echivalentă alimentată de la două capete este dată în figura 5.24, *e*. Nodul *O* este punct de separație a puterilor.

Ținînd seama de această repartiție de puteri, se procedează la transformări inverse. Se înlocuiesc circuitele echivalente E_1O și $7E_2$ cu *OB*, *OA* și respectiv *7C* și *7D*, utilizînd relațiile (5.44). Se obține:

$$P_{OB} = P_{E_1} \cdot \frac{l_{E_1}}{l_{OB}} = \frac{75,28 \cdot 90,3}{175,6} = 38,71 \text{ kW};$$

$$P_{OA} = \frac{75,28 \cdot 90,3}{185,5} = 36,57 \text{ kW}; \quad P_{7C} = 22,97 \text{ kW}; \quad P_{7D} = 36,36 \text{ kW}.$$

Rețeaua capătă configurația din figura 5.24, *f*.

Se ține seama de sarcinile aruncate la noduri și se determină circulația de puteri pentru rețeaua din figura 5.24, *g*. Astfel, de exemplu, puterea totală injectată în nodul *A*:

$$P_A = P_{AO} + P'_A = 38,71 + 40,73 = 79,44 \text{ kW}$$

și analog:

$$P_B = 66,82 \text{ kW}; \quad P_C = 27,71 \text{ kW}; \quad P_D = 47,03 \text{ kW}.$$

Se face transformarea inversă a stelei *(2, 5, 7, 0)* în triunghiul *(2, 5, 7)* și se obține:

$$P_{25} = \frac{P_{50} \cdot l_{50} - P_{20} \cdot l_{20}}{l_{25}} = \frac{5,42 \cdot 65,5 - 3,48 \cdot 55,6}{180} = 8,89 \text{ kW}$$

și:

$$P_{75} = 4,53 \text{ kW}; \quad P_{72} = 4,37 \text{ kW}.$$

Circulația finală a puterilor în rețea este redată în figura 5.24, *h*.

Se calculează căderea de tensiune pe circuitul *8, 1, 2, 3* și se obține:

$$\Delta U = \frac{0,357 \cdot 10^{-3} (66,82 \cdot 50 + 46,82 \cdot 70 + 10,89 \cdot 80)}{0,38} = 7,04 \text{ V},$$

unde rezistența cablului de 50 mm² este $r_0 = 0,357$ Ω/km.

Căderea de tensiune calculată procentual este:

$$u\% = \frac{7,04}{380} \cdot 100 = 1,85\%.$$

Același rezultat se obține dacă se calculează căderea de tensiune pe traseele *A, 4, 5, 3; C, 8, 7, 6, 5, 3* etc.

Capitolul 6

CALCULUL ÎNCĂLZIRII CONDUCTOARELOR LINIILOR ELECTRICE

Curenții electrici care circulă prin conductoare produc pierderi de energie proporționale cu rezistența lor, din care cauză acestea se încălzesc. Atît timp cît temperatura conductoarelor este mică în raport cu aceea a mediului exterior, această energie servește, în principal, la creșterea temperaturii lor. Cînd conductoarele ating temperaturi mai mari, o parte a căldurii este transmisă mediului, ceea ce are ca efect încetinirea sau limitarea creșterii în continuare a temperaturii. Cantitatea de căldură cedată mediului va fi cu atît mai mare cu cît temperatura conductoarelor va fi mai ridicată. În final, poate avea loc un echilibru termic, căruia îi corespunde o temperatură maximă θ_{max} a conductorului, cînd întreaga cantitate de căldură produsă de curentul electric în conductor este cedată mediului.

Legea creșterii temperaturii conductorului în condiții normale de răcire, în funcție de durata trecerii curentului este reprezentată în figura 6.1 prin curba *OB*. Temperatura maximă de încălzire θ_{max} poate fi atinsă după un timp *t*, care corespunde pe axa absciselor punctului *D*.

Aceeași temperatură maximă ar atinge-o conductorul, dacă acesta n-ar fi răcit, într-un timp *T* mult mai mic decît *t*. În acest caz, întreaga cantitate de căldură dezvoltată în conductor s-ar consuma pentru încălzirea acestuia și temperatura lui ar crește neîncetat, conform dreptei punctate *OA*.

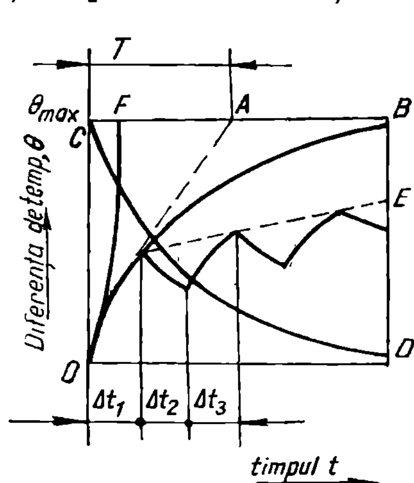


Fig. 6.1. Curba de variație a temperaturii într-un conductor.

Răcirea conductoarelor încălzite pînă la temperatura θ_{max}, corespunzătoare unui regim de echilibru termic, în funcție de timpul măsurat de la întreruperea curentului, se produce după curba *CD* din figura 6.1. Dacă conductoarele sînt parcurse un timp *t* de un curent cu aceeași intensitate, însă în mod intermitent, atunci încălzirea lor va fi mai mică și curba de variație a temperaturii corespunde curbei frînte *OE*. În intervalul de timp Δt_1, cînd conductorul este parcurs de curent, încălzirea lui se produce după legea reprezentată de curba *OB*, fără ca să fie atinsă temperatura θ_{max}. Cînd curentul este întrerupt, în intervalul de timp Δt_2, răcirea conductorului se face după legea reprezentată de curba *CD*, fără a se atinge temperatura inițială.

Variaţia temperaturii se produce analog pentru intervalele de timp următoare, Δt_3, Δt_4, ... Δt_n, corespunzătoare stabilirii sau întreruperii curentului. În acest caz, temperatura finală a conductorului va fi mai mică decît aceea pe care ar atinge-o acesta, dacă el ar fi parcurs permanent de un curent cu aceeaşi intensitate. Această constatare are o importanţă practică deosebită, deoarece curenţii admisibili din conductoare în cazul unor sarcini intermitente, pot avea intensităţi mai mari decît la sarcini permanente.

Cînd căldura produsă de curenţii electrici cu anumite intensităţi creşte continuu, depăşind căldura cedată mediului, nu se poate stabili un echilibru termic. În acest caz, legea de variaţie a temperaturii este definită de curba *OF*, care arată că temperatura creşte nelimitat, pînă cînd conductoarele se ard sau se volatilizează.

6.1. Temperaturi admisibile în conductoarele liniilor electrice aeriene şi subterane

Încălzirea conductoarelor şi cablurilor reţelelor electrice este determinată în principal, de condiţiile în care funcţionează şi de izolaţia acestora.

Pentru conductoarele liniilor electrice aeriene neizolate se admite temperatura maximă de + 70°C. Limita aceasta a fost fixată în scopul evitării încălzirii puternice a conductoarelor în locurile de îmbinare, ca urmare a creşterii rezistenţelor de trecere dintre suprafeţele de contact supuse oxidării. Aceeaşi temperatură maximă este prescrisă şi pentru conductoarele neizolate instalate în interior.

Pentru conductoarele cu izolaţie de cauciuc, temperatura maximă admisibilă, din motive de conservare a cauciucului, este de + 55°C.

În regim permanent de funcţionare temperatura maximă admisibilă pentru cabluri este funcţie de tensiunea nominală şi de natura izolaţiei.

Astfel, cablurile cu izolaţie de hîrtie, cu tensiunea nominală pînă la 3 kV au o temperatură maximă admisibilă de 80°C; cele cu tensiunea nominală de 6 kV — de 65°C; cele cu tensiunea nominală de 10 kV — de 60°C, iar cele cu tensiunile de 20 kV şi 35 kV — de 50°C. Aceste temperaturi limită sînt impuse atît de stabilitatea termică a izolaţiei, cît şi de tendinţa de a evita formarea unor goluri în masa izolaţiei care favorizează ionizarea, ca urmare a unei încălziri prea mari.

Deoarece temperatura conductoarelor şi cablurilor electrice depinde de condiţiile de răcire, adică de modul de pozare şi de mediul înconjurător, se admit următoarele temperaturi iniţiale ale mediului:

— pentru cablurile pozate în pămînt la adîncimea de 0,7 m, cîte un singur cablu în şanţ, temperatura solului este de 20°C;

— pentru cele pozate în apă, temperatura acesteia se consideră de 15°C, indiferent de numărul cablurilor în paralel;

— pentru cele pozate în aer, temperatura acestuia se consideră de 20°C.

6.2. Calculul încălzirii conductoarelor în regim permanent

Principiul de bază al calculului presupune determinarea sarcinilor admisibile de curent, astfel încît temperatura conductoarelor liniilor electrice aeriene sau subterane, să nu depășească valoarea admisă pentru construcția dată a acestora, ținînd seama de izolație și de condițiile de răcire.

Dacă $Q = RI^2t$ reprezintă cantitatea de căldură produsă într-un interval de timp t la trecerea curentului într-un conductor, atunci la stabilirea echilibrului termic ea va fi cedată mediului înconjurător în trei moduri: prin radiație, prin convecție și prin conducție.

Căldura cedată prin radiație într-un interval de timp t este dată de relația:

$$Q_r = \tau_r S(\theta_2 - \theta_1)\, t, \tag{6.1}$$

unde:

S reprezintă suprafața conductorului prin care se evacuează căldura în mediul exterior;

τ_r — coeficientul de cedare a căldurii prin radiație;

θ_2 — temperatura finală a conductorului, în °C;

θ_1 — temperatura mediului exterior (inițială), în °C.

Coeficientul de radiație depinde de condițiile de răcire ale conductoarelor și, în general, valoarea lui se poate calcula cu relația:

$$\tau_r = 2{,}8\,(100 + 0{,}6\,\theta_2)\,10^{-6}\left[\frac{\text{W}}{\text{cm}^2\,{}^\circ\text{C}}\right].$$

Căldura cedată prin convecție în intervalul de timp t este calculată cu o relație analoagă cu (6.1):

$$Q_c = \tau_c \cdot S(\theta_2 - \theta_1)\, t, \tag{6.2}$$

unde τ_c este coeficientul de cedare a căldurii prin convecție.

Coeficientul τ_c se poate calcula cu relația:

$$\tau_c = 9\sqrt{\frac{p \cdot v}{d}}\,10^{-3}\left[\frac{\text{W}}{\text{cm}^2\,{}^\circ\text{C}}\right],$$

în care:

p reprezintă presiunea atmosferică (pentru regiunile de șes se poate considera $p = 1$);

d — diametrul conductorului, în mm;

v — viteza de mișcare a aerului în apropierea conductorului, în m/s ($v = 0{,}1$ m/s în încăperi închise și $v = 0{,}6$ m/s în aer liber).

Căldura cedată prin conducție se poate neglija, deoarece datorită faptului că conductivitatea termică a aerului este extrem de redusă, ea este foarte mică.

În starea de echilibru termic, cantitatea de căldură produsă prin trecerea curentului în conductor este egală cu cea degajată în mediul exterior. Ca urmare, se poate scrie că:

$$RI^2 = S(\tau_r + \tau_c)\,(\theta_2 - \theta_1), \tag{6.3}$$

de unde rezultă:

$$I = \sqrt{\frac{S(\tau_r + \tau_c)(\theta_2 - \theta_1)}{R}}. \qquad (6.4)$$

Ţinînd seama de valoarea rezistenţei, în funcţie de temperatură şi de dimensiunile conductorului, precum şi de suprafaţa de răcire a acestuia, expresia (6.4) pentru conductoare cilindrice, neizolate, la temperatura limită admisă, devine:

$$I_{adm} = \sqrt{\frac{\pi \cdot d \cdot \gamma \cdot s(\tau_r + \tau_c)(\theta_{lim} - \theta_1)}{1 + \alpha(\theta_{lim} - 20°)}} = \sqrt{k\gamma d^3(\theta_{lim} - \theta_1)}, \qquad (6.5)$$

în care:

$k = \frac{\pi^2}{4} \cdot \frac{\tau_r + \tau_c}{1 + \alpha(\theta_{lim} - 20°)}$ reprezintă o constantă;

d reprezintă diametrul conductorului;

γ — conductivitatea electrică a conductorului;

θ_{lim} — temperatura maximă admisibilă a conductorului.

Relaţia (6.5) arată că intensitatea curentului de durată admisibil pentru conductorul dat, depinde de temperatura limită, de temperatura iniţială a mediului, de materialul şi de dimensiunile conductorului.

Observaţii. *a*. Relaţiile (6.4) şi (6.5) sînt generale, fiind valabile pentru orice temperatură a mediului exterior. Astfel, dacă se notează cu indicii *1* şi *2* două stări iniţiale ale mediului şi se presupune că $\theta_1 = 20°C$ şi $\theta_2 \neq 20°C$, atunci intensitatea curentului admisibil de durată în starea *2* este dată de relaţia:

$$I_{2adm} = I_{1adm}\sqrt{\frac{\Delta\theta_2}{\Delta\theta_1}}, \qquad (6.6)$$

în care:

$\Delta\theta_1 = \theta_{lim} - 20°$; $\Delta\theta_2 = \theta_{lim} - \theta_2$.

Aceeaşi relaţie este valabilă şi pentru cazul în care se admite o aceeaşi temperatură a mediului ambiant, însă temperaturile limită în cele două cazuri sînt diferite.

b. Intensitatea curentului admisibil de durată este funcţie de produsul dintre diametrul conductorului şi secţiunea acestuia (ds). Considerînd două conductoare cilindrice cu secţiunile s_1 şi s_2 şi ţinînd seama că diametrul lor se poate exprima, în general, prin relaţia:

$$d = \sqrt{\frac{4s}{\pi}},$$

rezultă că:

$$\frac{I_{1adm}}{I_{2adm}} = \sqrt[4]{\frac{s_1^3}{s_2^3}}$$

sau:

$$\frac{\delta_{1adm}}{\delta_{2adm}} = \sqrt[4]{\frac{s_2}{s_1}}, \qquad (6.7)$$

în care

δ_{1adm} şi δ_{2adm} reprezintă densităţile de curent în cele două cazuri.

Dacă $s_2 > s_1$, rezultă că $\delta_{2adm} < \delta_{1adm}$, ceea ce arată că creşterea secţiunii conductorului atrage după sine micşorarea densităţii de curent admisibilă. Acest lucru se explică prin faptul că suprafaţa de răcire care revine unităţii de secţiune transversală devine din ce în ce mai mică la creşterea diametrului conductorului şi condiţiile de evacuare a căldurii în mediul exterior sînt mai defavorabile. Constatarea teoretică dedusă are o mare importanţă din punct de vedere economic, deoarece arată că în cazul alegerii unor secţiuni mari, materialul conductorului poate să nu fie bine utilizat. De aceea, în astfel de situaţii apare necesar să se folosească mai multe conductoare pe fază, mai ales cînd şi alte condiţii nu sînt satisfăcute (de exemplu, efectul corona).

c. Relaţia (6.5) arată că intensitatea admisibilă de curent în conductoare este proporţională cu rădăcina pătrată din conductivitatea γ. Ţinînd seama că în construcţia reţelelor electrice materialele conductoare sînt cuprul şi aluminiul, pentru aceeaşi secţiune rezultă că:

$$I_{adm_{Al}} = I_{adm_{Cu}} \cdot \sqrt{\frac{\gamma_{Al}}{\gamma_{Cu}}} \approx 0{,}77\, I_{adm_{Cu}},$$

în care s-a considerat: $\gamma_{Al} = 32\ \Omega\ \mathrm{mm^2/m}$ şi $\gamma_{Cu} = 53\ \Omega\ \mathrm{mm^2/m}$.

d. În practică, pentru cunoaşterea intensităţilor de curent admisibile în condiţiile normale prevăzute în subcapitolul 6.1, se folosesc tabele cu încărcări date în prescripţii. Cînd apar abateri importante ale condiţiilor reale, faţă de cele normale, încărcările se corectează cu coeficienţi care sînt, de asemenea, prevăzuţi în prescripţii.

Astfel, pentru condiţii de temperatură diferite de cele pentru care au fost determinate încărcările, se aplică coeficienţi care ţin seama de temperatura pămîntului, a apei sau a aerului în perioada sarcinii maxime.

Un al doilea coeficient de corecţie care se aplică sarcinilor tabelate pentru cabluri este determinat de condiţiile de montare ale acestora. Astfel, dacă în acelaşi şanţ se instalează mai multe cabluri în paralel la distanţe mai mici decît cele indicate de norme, se aplică coeficienţi de corecţie, deoarece se înrăutăţesc condiţiile de răcire a lor.

Dacă se notează cei doi coeficienţi de corecţie, de temperatură şi de montaj, cu α_t şi α_m, rezultă că curenţii reali admisibili în conductoare în aceste condiţii sînt daţi de relaţia:

$$I'_{adm} = \alpha_t \cdot \alpha_m \cdot I_{adm}. \qquad (6.8)$$

În cazul instalării în apă a mai multor cabluri paralele nu se folosesc coeficienţi de corecţie.

Pentru porţiunile pozate în tuburi fără ventilaţie artificială, cînd lungimea acestora este mai mare de 10 m, sarcinile de calcul admisibile se adoptă conform tabelelor pentru cabluri instalate în aer. Cînd se pozează mai multe cabluri în paralel, se introduc suplimentar anumiţi coeficienţi tabelaţi; în acest caz, drept distanţă de calcul între cabluri se consideră distanţa dintre centrele tuburilor minus diametrul cablului.

Dacă cablul se instalează pe un traseu cu diferite condiţii de răcire, atunci sarcina de calcul admisibilă se determină pentru porţiunea cu cele mai nefavorabile condiţii de răcire.

Supraîncărcarea de lungă durată a cablurilor este interzisă. Se admit supraîncărcări pe durate de cel mult două ore, pentru condiţii anormale de

funcționare, care se determină prin înmulțirea sarcinilor de calcul de durată cu următorii coeficienți:

— pentru cablurile pînă la 3 kV ... 1,10;
— pentru cablurile de 5 și 10 kV ... 1,15.

Aplicația 6.1. Un consumator industrial este alimentat dintr-o stație de transformare printr-o rețea de cabluri de 10,5 kV. Puterea maximă necesară consumatorului industrial este de 20 000 kW la un factor de putere de 0,93. Alimentarea se face în mod egal prin două căi principale.

Să se determine numărul și secțiunea cablurilor necesare, în două ipoteze: *A*) cablurile sînt pozate într-un șanț la adîncimea de 70 cm, temperatura solului la încărcarea maximă a cablului fiind de 25°C. *B*) Cablurile sînt pozate în aer, temperatura acestuia fiind de 35°C.

REZOLVARE

Pe fiecare cale de alimentare se distribuie în mod egal o putere de 10 000 kW. Curentul nominal corespunzător acestei sarcini este:

$$I_n = \frac{10\,000}{\sqrt{3}\cdot 10{,}5\cdot 0{,}93} = 592 \text{ A}.$$

Se aleg 3 cabluri cu conductoare de aluminiu, avînd secțiunea de 240 mm^2. Pentru tipul de cablu ales (ACHPBI — cu izolație de hîrtie, cu manta de plumb, cu bandă de protecție de oțel și înveliș de iută), curentul maxim de durată este de 325 A.

Ipoteza A. Cablurile sînt pozate în pămînt, la o distanță de 100 mm între ele. Coeficientul de corecție datorat temperaturii pămîntului mai mari decît cea pentru care au fost calculate cablurile (20°C) se găsește în tabel și are valoarea $\alpha_t = 0{,}94$.

Ținînd seama de modul de pozare a cablurilor în șanț se determină coeficientul de montaj $\alpha_m = 0{,}74$.

În aceste condiții curentul admisibil într-unul din cabluri se calculează cu relația (6.8):

$$I'_{adm} = 325 \cdot 0{,}94 \cdot 0{,}74 = 226 \text{ A}.$$

Curentul nominal într-unul din cabluri este:

$$I'_n = \frac{592}{3} = 197{,}3 \text{ A}.$$

Se observă că în ipoteza făcută $I'_{adm} > I'_n$, adică cablurile au fost bine alese.

Ipoteza B. Cablurile sînt pozate în aer la temperatura de 35°C, pe două rastele. Distanța între cabluri este egală cu diametrul conductorului, iar distanța față de perete este mai mare decît 2 cm. Cu aceste elemente se determină din tabele $\alpha_t = 0{,}93$ și $\alpha_m = 0{,}88$.

Curentul admisibil într-un cablu pozat în aer la temperatura de 30°C se determină din tabel și are valoarea: $I_{adm} = 320$ A.

Cu relația (6.8) se calculează curentul admisibil prin cablu în condițiile problemei:

$$I'_{adm} = 320 \cdot 0{,}93 \cdot 0{,}88 = 261{,}9 \text{ A}.$$

Rezultă că și în această ipoteză numărul și secțiunea cablurilor au fost bine alese.

6.3. Calculul încălzirii conductoarelor în regim tranzitoriu

Așa cum s-a menționat în subcapitolul 6.2, regimul termic al conductoarelor este determinat în fiecare moment de echilibrul care există între pierderile de energie electrică, căldura acumulată și schimbul de căldură cu exteriorul.

Pentru un conductor de rezistență r, căldură specifică volumică c și volum de material V, alimentat de un circuit de impedanță $\underline{Z} = R + j\omega L$ cu tensiunea U, care are un schimb de căldură cu mediul exterior prin suprafața lui laterală S, cu un coeficient total de transmisie τ, ecuația echilibrului termic este:

$$cV\,\mathrm{d}\theta + \tau S\theta\,\mathrm{d}t = r_0(1 + \alpha\theta)\,I^2\,\mathrm{d}t, \tag{6.9}$$

unde:

$cV\,\mathrm{d}\theta$ reprezintă căldura acumulată în conductor pentru o variație de temperatură;

$\tau S\theta\,\mathrm{d}t$ — căldura transmisă prin radiație și convecție mediului înconjurător în intervalul de timp $\mathrm{d}t$;

$r_0(1+\alpha\theta)I^2\mathrm{d}t$ — energia electrică pierdută ca urmare a trecerii curentului prin conductor, în intervalul de timp $\mathrm{d}t$.

În relația (6.9) θ are semnificația unei diferențe de temperatură $\theta = (\theta_1 - \theta_2)$, iar $\mathrm{d}\theta = \mathrm{d}(\theta_1 - \theta_2)$.

Dacă se ordonează termenii ecuației (6.9) se poate scrie că:

$$\frac{\mathrm{d}\theta}{\mathrm{d}t} + \frac{\tau S}{cV}\left(1 - \alpha\frac{r_0 I^2}{\tau S}\right)\theta = \frac{r_0 I^2}{cV}, \tag{6.10}$$

care pune în evidență următoarele mărimi fizice.

a. Factorul $\frac{cV}{\tau S}$ este de dimensiunea unui timp [s], reprezentînd constanta de timp T a încălzirii, care depinde de condițiile de răcire (τ), de caracteristicile de material (c) și de dimensiunile geometrice ale conductoarelor (S, V).

În cazul conductoarelor cilindrice, constanta de timp este direct proporțională cu raza a a acestora, fiind exprimată de relația:

$$T = \frac{c}{\tau}\cdot\frac{a}{2}. \tag{6.11}$$

Pentru conductoare cu alte profile, constanta de timp este direct proporțională cu grosimea acestora.

b. Termenul corespunzător membrului drept, $\frac{r_0 I^2}{cV}$, reprezintă dimensional viteza inițială de creștere a temperaturii $\left[\frac{^\circ\mathrm{C}}{\mathrm{s}}\right]$, care caracterizează starea ter-

mică a conductorului imediat după conectare, cînd θ este încă redus. Dacă se exprimă rezistența inițială și volumul conductorului în funcție de dimensiunile geometrice ale acestuia și de constanta de material ρ_0 (rezistivitatea), rezultă că viteza inițială de creștere a temperaturii este de forma:

$$v_0 = \frac{\rho_0 l I^2}{c l s^2} = \frac{\rho_0}{c}\,\delta^2 \left[\frac{C^\circ}{s}\right], \qquad (6.12)$$

adică ea este funcție de constantele de material și de pătratul densității curentului în conductor.

c. Mărimea $\frac{r_0 I^2}{\tau S}$ din paranteza ecuației de bilanț termic este de dimensiunea unei temperaturi [°C] și reprezintă intensitatea procesului electrotermic H, adică temperatura fictivă finală care s-ar stabiliza în conductor, dacă rezistența acestuia nu ar fi variabilă cu temperatura. Valoarea ei se poate exprima în funcție de dimensiunile geometrice ale conductorului, condițiile de răcire, constantele de material și pătratul densității de curent. Pentru un conductor cilindric se obține:

$$H = \frac{a}{2} \cdot \frac{\rho_0}{\tau}\,\delta^2 [^\circ C]. \qquad (6.13)$$

Între cele trei mărimi fizice definite de ecuațiile (6.11 — 6.13) există relația:

$$H = v_0 \cdot T. \qquad (6.14)$$

Folosind aceste notații ecuația (6.10) se poate pune sub forma:

$$\frac{d\theta}{dt} + \left(\frac{1 - \alpha H}{T}\right)\theta = v_0. \qquad (6.15)$$

Soluția generală a ecuației (6.10) sau (6.15) nu este prea simplă și ea va fi dată, ținînd seama de condițiile de alimentare ale conductoarelor reieșite din curba de variație a pierderilor de putere în funcție de temperatură din figura 6.2. Se observă că există trei domenii care conduc la soluții diferite ale problemei, în funcție de raportul dintre rezistența conductorului și impedanța circuitului de alimentare.

a. *În domeniul valorilor mici ale rezistenței conductorului în raport cu impedanța Z a circuitului de alimentare,* curentul rămîne aproximativ constant (I_0). Pierderile de putere cresc aproximativ liniar cu temperatura și ecuația bilanțului termic (6.15) are următoarea soluție:

$$\theta = \frac{H}{1 - \alpha H}\left(1 - e^{-\frac{1-\alpha H}{H} \cdot v_0 t}\right) =$$

$$= \theta_\infty\left(1 - e^{-\frac{t}{T_e}}\right), \qquad (6.16)$$

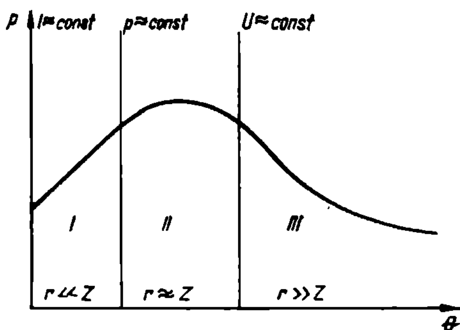


Fig. 6.2. Curba de variație a pierderilor de putere în funcție de temperatură.

unde:

$\theta_\infty = \dfrac{H}{1-\alpha H} = \dfrac{v_0 T}{1-\alpha v_0 T}$ reprezintă temperatura finală efectivă a conductorului;

$T_e = \dfrac{H}{v_0(1-\alpha H)} = \dfrac{T}{1-\alpha H}$ — constanta de timp exponențială a încălzirii.

Mărimile θ, θ_∞ și T_e depind de intensitatea procesului electrotermic. De aceea, în reprezentarea grafică a soluției (6.16) dată în figura 6.3 s-a considerat H ca un parametru.

În interpretarea curbelor de variație a temperaturii conductoarelor trebuie să se țină seama de două procese fizice, și anume:

— de efectul creșterii rezistenței cu temperatura care determină o creștere a puterii pierdute în conductor și este caracterizat prin termenul $\alpha \dfrac{r_0 I_0^2}{\tau S}\theta = \alpha H\theta$. Aici curentul a fost notat cu indicele zero spre a arăta că el s-a presupus constant;

— de efectul de răcire al conductoarelor condiționat de dimensiunile geometrice și de condițiile de răcire ale acestora ($\tau S\theta$).

Dacă intensitatea procesului electrotermic are valori mai mici decît $1/\alpha$, exponentul din paranteza soluției (6.16) are totdeauna semnul negativ și temperatura conductoarelor tinde asimptotic către o valoare finită. În acest caz, efectul de răcire al conductoarelor este preponderent în raport cu efectul creșterii rezistenței cu temperatura.

Dacă intensitatea procesului electrotermic are valori mai mari decît $1/\alpha$, exponentul din paranteza soluției (6.16) devine pozitiv și temperatura conductoarelor atinge după un timp oarecare valori foarte mari, care determină topirea sau volatilizarea acestora. În acest caz efectul de răcire al conductoarelor este mai mic decît efectul creșterii rezistenței cu temperatura.

Cînd intensitatea procesului electrotermic este $1/\alpha$ se realizează un regim *critic* de funcționare. Ecuația bilanțului termic se poate scrie sub forma:

$$\frac{d\theta}{dt} = v_0, \tag{6.17}$$

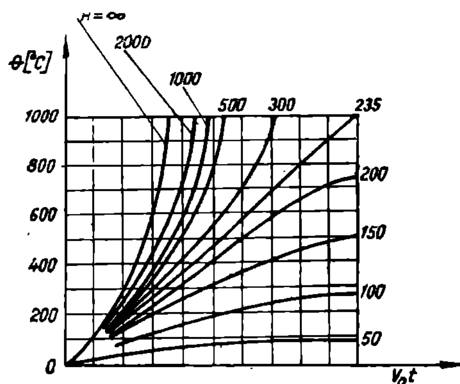


Fig. 6.3. Variația temperaturii conductoarelor în funcție de regimul pierderilor de putere.

care arată că temperatura conductorului crește liniar în timp, atingînd valori din ce în ce mai mari, pînă cînd acesta se topește sau se volatilizează. Încălzirea suplimentară datorită creșterii rezistenței compensează în întregime transferul de căldură către mediul exterior. Constanta de timp exponențială și temperatura finală devin infinit de mari.

b. În domeniul rezistențelor comparabile cu impedanța circuitului de alimentare, puterea pierdută care se transformă în căldură rămîne aproximativ constantă, adică:

$$r_0 I_0^2 \approx r I_\infty^2, \tag{6.18}$$

iar ecuaţia bilanţului termic este

$$\frac{d\theta}{dt} + \frac{\theta}{T} = v_0. \tag{6.19}$$

Soluţia acestei ecuaţii este de forma:

$$\theta = v_0 T(1 - e^{-\frac{t}{T}}) = \theta'_\infty(1 - e^{-\frac{t}{T}}), \tag{6.20}$$

care arată că temperatura finală a conductorului are totdeauna o valoare finită, adică procesul nu poate deveni instabil. Pentru un timp foarte îndelungat temperatura finală a conductorului este egală cu intensitatea procesului electrotermic, adică:

$$\theta'_\infty = v_0 T = H = \frac{a}{2} \frac{\rho_0}{\tau} \delta^2. \tag{6.21}$$

Conform ecuaţiei (6.18), deoarece rezistenţa creşte cu temperatura, curentul trebuie să scadă în aceeaşi măsură, adică se poate scrie că:

$$I_\infty = \frac{I_0}{\sqrt{1 + \alpha H}}. \tag{6.22}$$

Din această relaţie rezultă că pentru un proces electrotermic stabilizat, curentul permanent este mai mic decît curentul iniţial.

c. *În domeniul rezistenţelor mai mari decît impedanţa circuitului de alimentare*, tensiunea la bornele acestora rămîne aproximativ constantă şi echilibrul electrotermic este dat de ecuaţia diferenţială:

$$cV \frac{d\theta}{dt} + \tau S\theta \approx \frac{r_0 I_0^2}{1 + \alpha\theta}$$

sau:

$$\frac{d\theta}{dt} + \frac{\theta}{T} \approx \frac{v_0}{1 + \alpha\theta}. \tag{6.23}$$

În general, soluţia ecuaţiei (6.23) se poate determina separînd variabilele şi integrînd, însă ea se studiază cu dificultate.

De aceea, s-au determinat numai valorile limită ale temperaturii şi curentului corespunzătoare regimului staţionar, care permit să se constate dacă procesul termic poate deveni sau nu instabil. Pentru temperatura finală, primul termen din ecuaţia (6.22) este nul, aceasta putînd fi scrisă sub forma:

$$\theta_\infty(1 + \alpha\theta_\infty) \approx H, \tag{6.24}$$

a cărei soluţie este:

$$\theta_\infty = \theta_1 = \frac{1}{2\alpha}(\sqrt{1 + 4\alpha H} - 1). \tag{6.25}$$

Dacă intensitatea procesului electrotermic este mare, atunci termenul de ordinul întîi din ecuaţia (6.24) se poate neglija şi valoarea aproximativă a temperaturii finale este:

$$\theta'_\infty \approx \sqrt{\frac{H}{\alpha}}. \tag{6.26}$$

Pentru intensităţi mici ale procesului electrotermic, temperatura finală se determină rezolvînd prin aproximaţie ecuaţia (6.24). Astfel, dacă se neglijează termenul de gradul al doilea se obţine rezultatul $\theta_\infty = H$, care introdus ca un termen de corecţie în interiorul parantezelor din (6.24), permite să se determine temperatura finală sub forma:

$$\theta''_\infty = \frac{H}{1 + \alpha H}. \tag{6.27}$$

Soluţiile obţinute (6.25) (6.26) şi (6.27) sînt mult diferite de cele obţinute în primele două cazuri. Temperatura finală are totdeauna o limită finită, cu atît mai ridicată cu cît intensitatea procesului electrotermic este mai mare. Considerînd, de exemplu, cazul $\alpha H = 1$, temperatura finală are o valoare mai mică decît $\frac{1}{\alpha}$, ceea ce arată că încălzirea suplimentară datorită creşterii rezistenţei este mică în comparaţie cu căldura transmisă mediului înconjurător.

Din ecuaţia (6.23) rezultă că creşterea temperaturii contribuie la reducerea intensităţii curentului. Ţinînd seama că pierderile în momentul conectării conductorului la reţea sînt $r_0 I_0^2$, iar în regim stabilizat $r_\infty I_\infty^2$, se obţine că:

$$I_0 = I_\infty(1 + \alpha\theta_\infty), \tag{6.28}$$

adică curentul iniţial absorbit este mult mai mare decît curentul de regim permanent. Aşa se explică faptul că lămpile cu incandescenţă se pot arde în momentul aprinderii lor şi nu în timpul funcţionării (dacă nu intervin alte cauze).

Capitolul 7

CALCULUL PIERDERILOR DE PUTERE ŞI DE ENERGIE ÎN REŢELELE ELECTRICE

Alimentarea consumatorilor cu energie electrică este însoţită totdeauna de pierderi, care se produc atît în reţelele de transport şi de distribuţie, cît şi în transformatoarele staţiilor sau posturilor de transformare. Aceste pierderi de energie de la barele colectoare ale centralelor pînă la locurile de consum, ating uneori valori ridicate pînă la 15—20% din energia electrică produsă.

În reţelele electrice cu tensiuni nominale pînă la 60 kV pierderile de energie sînt datorate aproape exclusiv încălzirii conductoarelor şi transformatoarelor la trecerea curentului electric. La tensiuni nominale de 110 kV sau mai ridicate, se mai adaugă şi pierderile datorate scurgerilor de curent în izolaţie şi efectului corona. Acestea din urmă însă au valori reduse care pot fi neglijate încă din faza de proiectare a reţelelor, prin alegerea corespunzătoare a diametrului conductoarelor şi a nivelului de tensiune.

În sistemele electroenergetice mari, pentru acoperirea pierderilor este necesară instalarea unor unităţi suplimentare în centralele electrice, care determină creşterea cheltuielilor de investiţii. Producerea acestei energii care se pierde necesită un consum suplimentar de combustibil, lubrifianţi, apă, personal de exploatare etc., care contribuie la mărirea preţului de cost al energiei electrice produse. De aceea, reducerea pierderilor de energie trebuie să fie o preocupare fundamentală a celor care proiectează şi exploatează instalaţiile electrice de producere, transport, distribuţie şi cele de la consumatori.

În cele ce urmează, se va face calculul pierderilor de energie şi se vor indica metodele de reducere a acestora, care au în vedere atît măsuri de ordin constructiv, cît şi măsuri de exploatare.

7.1. Determinarea duratei de utilizare a sarcinii T şi a duratei pierderilor maxime τ

Pentru determinarea pierderilor de energie electrică în linii şi transformatoare, trebuie să se ţină seama de variaţia în timp a sarcinii consumatorilor. Utilizarea calculului impune cunoaşterea duratei de utilizare a puterii maxime şi a duratei pierderilor maxime.

Fie un consumator oarecare, a cărui sarcină variază în decursul unui an, conform figurii 7.1, unde s-au prezentat curenţii corespunzători puterilor cerute în ordinea lor descrescătoare, începînd de la valoarea maximă I_{max}.

Fig. 7.1. Determinarea duratei de utilizare a puterii maxime T şi a duratei pierderilor τ.

Evident că suprafaţa cuprinsă între axele de coordonate şi curba curentului reprezintă, la o scară oarecare, cantitatea de energie electrică care se consumă în decursul unui an, atunci cînd sarcina este variabilă în timp. Aceeaşi cantitate de energie ar putea fi consumată într-un interval de timp mai mic T, dacă sarcina ar rămîne constantă şi egală cu sarcina maximă I_{max}. Grafic, valoarea timpului T se determină construindu-se dreptunghiul *Oade*, de suprafaţă egală cu *Oabc*, iar analitic scriind că:

$$\int_0^t I\,dt = I_{max} T,$$

de unde rezultă:

$$T = \frac{\int_0^t I\,dt}{I_{max}}. \tag{7.1}$$

El este denumit *timp* sau *durată de utilizare a puterii maxime* şi reprezintă o durată convenţională, în care linia, dacă ar funcţiona la sarcină maximă, ar transporta aceeaşi cantitate de energie ca şi la funcţionarea după graficul real de sarcină în intervalul de timp t.

Dacă se consideră intervalul de timp corespunzător unui an, atunci relaţia (7.1) devine:

$$T = \frac{\int_0^{8760} I\,dt}{I_{max}} = \frac{\int_0^{8760} P\,dt}{P_{max}} = \frac{W_{an}}{P_{max}}. \tag{7.2}$$

În tabelele 7.1 şi 7.2 sînt indicate valorile timpului de utilizare a puterii maxime pentru instalaţii de iluminat şi de forţă.

Tabela 7.1

Numărul mediu de ore de utilizare a puterii maxime cerute pentru iluminat

Felul iluminatului	Durata de utilizare a puterii maxime T, în ore
Întreprinderi în două schimburi	1 650
Întreprinderi în trei schimburi	4 000
Treuurile fabricilor care lucrează noaptea	4 000
Așezări muncitorești	
— iluminate pînă la ora 1	2 200
— iluminate pînă la ora 24	1 800

Tabela 7.2

Numărul mediu de ore de utilizare a puterii maxime cerute, în diferite industrii

Felul industrii	Durata de utilizare a puterii maxime T, în ore
1	2
Metalurgică	6 500—7 200
Chimică	6 500—7 200
Minieră	5 000—6 800
Coustructoare de mașini	4 500—6 300
Hîrtie	6 000—7 000
Poligrafică	5 000—6 400
Textilă	5 500—6 400
Încălțăminte	5 500—6 400
Prelucrarea lemnului	5 000—6 500

Pentru determinarea duratei pierderilor maxime τ, se trasează curba de variație a pătratului curentului cerut de consumator. Suprafața limitată de această curbă și axele de coordonate, $Oflc$, reprezintă, la o scară oarecare, diferită de aceea a curentului I, cantitatea de energie pierdută în intervalul de timp t. Se poate presupune că aceeași cantitate de energie este pierdută într-un interval de timp τ, dacă sarcina absorbită ar fi constantă și egală curentului maxim. În acest caz, pierderile de putere sînt presupuse constante, iar pierderile de energie corespund dreptunghiului $Ofgh$, a cărui bază este τ. Conform figurii 7.1, timpul τ se poate determina grafic din egalitatea celor două suprafețe, iar analitic scriind că:

$$\int_0^t I^2 \, dt = I_{max}^2 \tau,$$

de unde rezultă:

$$\tau = \frac{\int_0^t I^2 \, dt}{I_{max}^2}. \tag{7.3}$$

Mărimea τ se numește *timpul* sau *durata pierderilor maxime* (sau prescurtat timpul pierderilor) și reprezintă, convențional, numărul de ore în care instalația funcționînd la sarcină maximă constantă are aceleași pierderi de energie ca și în cazul în care ar funcționa după curba de sarcină reală.

Este evident că dacă regimul încărcării este cunoscut sub forma unei curbe care poate fi exprimată printr-o serie de dreptunghiuri, atunci timpul pierderilor se poate calcula cu relația:

$$\tau = \frac{I_1^2 t_1 + I_2^2 t_2 + \ldots + I_n^2 t_n}{I_{max}^2}, \tag{7.4}$$

în care:

$I_1, I_2, \ldots, I_n$ reprezintă diferitele valori ale curentului cerut (ordonatele dreptunghiurilor);

$t_1, t_2, \ldots, t_n$ — numărul de ore corespunzător funcționării la sarcinile cerute.

Dacă se determină timpul pierderilor maxime corespunzător unui an, atunci integrala din ecuaţia (7.3) sau suma timpilor din ecuaţia (7.4) se extinde în mod corespunzător ($t = \sum t_k = 8\,760$ h).

Pierderile de energie se mai pot calcula cu ajutorul curentului mediu pătratic, în intervalul de timp t. Acesta reprezintă un curent fictiv, care în intervalul de timp t produce aceleaşi pierderi de energie ca şi în cazul real de funcţionare al consumatorului. Conform figurii 7.1 rezultă că suprafaţa $Oflc$ este egală cu suprafaţa dreptunghiului $Omnc$, sau analitic:

$$\int_0^t I^2\,\mathrm{d}t = I_{mp}^2 t,$$

de unde rezultă:

$$I_{mp} = \sqrt{\frac{\int_0^t I^2\,\mathrm{d}t}{t}} = \sqrt{\frac{\int_0^{8760} I^2\,\mathrm{d}t}{8\,760}}; \tag{7.5}$$

(în ultima egalitate, timpul t corespunde unui an).

Valoarea curentului mediu pătratic se poate determina, în lipsa curbei de sarcină, cu ajutorul curentului maxim şi al timpului pierderilor. Acest lucru reiese imediat din egalitatea suprafeţelor dreptunghiulare $Ofgh$ şi $Omnc$:

$$I_{max}^2 \tau = I_{mp}^2 t,$$

de unde reiese:

$$\frac{\tau}{t} = \frac{I_{mp}^2}{I_{max}^2} = \frac{S_{mp}^2}{S_{max}^2} \tag{7.6}$$

sau:

$$I_{mp} = I_{max}\sqrt{\frac{\tau}{t}} = I_{max}\sqrt{\frac{\tau}{8\,760}}. \tag{7.7}$$

Între timpul de utilizare a puterii maxime T şi timpul pierderilor τ este stabilită o legătură prin intermediul curbelor de sarcină. Integrînd o serie de curbe de sarcină, care diferă între ele prin numărul de ore de utilizare a maximului în funcţie de caracterul consumatorilor (forţă, iluminat, sarcină mixtă) şi de curbele pătratice corespunzătoare acestora, se poate stabili pentru fiecare dependenţa dintre T, τ şi $\cos\varphi$. Cu ajutorul acestor date se construiesc curbe de utilitate practică, cu ajutorul cărora se determină timpul pierderilor anuale τ, în funcţie de timpul de utilizare anuală a sarcinii maxime şi de factorul de putere. Astfel de curbe sînt reprezentate în figura 7.2, din care se

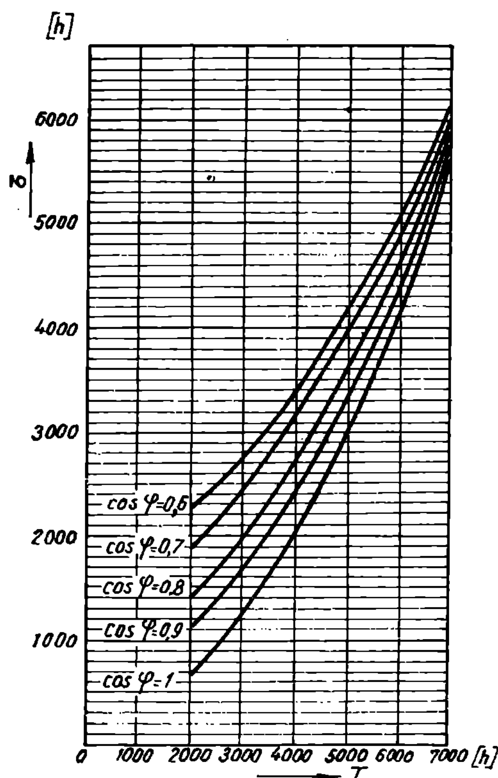


Fig. 7.2. Durata pierderilor maxime în funcţie de durata de utilizare a puterii maxime.

observă că pentru timpii T uzuali, τ este cu atît mai mic cu cît factorul de putere al consumatorilor este mai bun.

Aplicaţia 7.1. Să se determine timpul de utilizare a puterii maxime, timpul pierderilor maxime şi curentul mediu pătratic, corespunzătoare curbei de sarcină dată în figura 7.3.

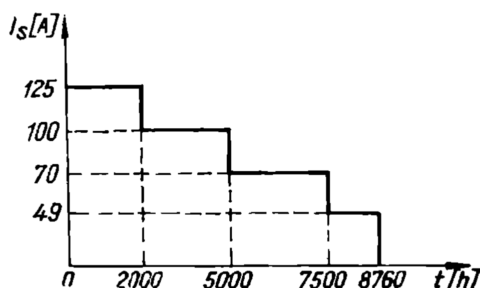


Fig. 7.3. Curba de sarcină a consumatorului din aplicaţia 7.1.

REZOLVARE

Se aplică relaţia (7.1) sub forma unei sume:

$$T = \frac{125 \cdot 2\,000 + 100 \cdot 3\,000 + 70 \cdot 2\,500 + 49 \cdot 1\,260}{125} = 6\,294 \text{ h}.$$

Durata anuală a pierderilor maxime se calculează cu relaţia (7.4) şi se obţine:

$$\tau = \frac{125^2 \cdot 2\,000 + 100^2 \cdot 3\,000 + 70^2 \cdot 2\,500 + 49^2 \cdot 1\,260}{125^2} = 4\,898 \text{ h}.$$

Curentul mediu pătratic se poate determina cu relaţia (7.5):

$$I_{mp} = \sqrt{\frac{125^2 \cdot 2\,000 + 100^2 \cdot 3\,000 + 70^2 \cdot 2\,500 + 49^2 \cdot 1\,260}{8\,760}} = 93{,}47 \text{ A}.$$

Acelaşi rezultat se obţine utilizînd relaţia (7.7).

7.2. Determinarea pierderilor de putere şi de energie în liniile electrice

Pierderile de putere activă în liniile electrice trifazate de curent alternativ, neglijînd pierderile din izolaţie, se determină cu relaţia:

$$\Delta P = 3RI^2 \cdot 10^{-3} \text{ [kW]}, \tag{7.8}$$

unde:

I este curentul de calcul corespunzător puterii cerute, în A;

R — rezistenţa unei faze la temperatura efectivă a liniei, în Ω.

Dacă sarcina este exprimată prin puterile trifazate, activă şi reactivă, atunci relaţia (7.8) se scrie sub forma:

$$\Delta P = R \frac{P^2 + Q^2}{U^2} 10^{-3} \text{ [kW]}, \tag{7.9}$$

unde puterile P şi Q sînt exprimate în kW, respectiv în kvar, U — în kV şi R — în ohmi.

Cînd puterea absorbită de consumator rămîne constantă, pierderile de energie au valoarea:

$$\Delta W = \Delta P t = 3RI^2 t \cdot 10^{-3} = R\frac{P^2 + Q^2}{U^2} t \cdot 10^{-3} \text{ [kWh]}, \qquad (7.10)$$

iar cînd puterea absorbită este variabilă în timp, pierderea de energie într-un interval oarecare este:

$$\Delta W = 3 \cdot 10^{-3} \cdot RI^2_{max} \int_0^t \frac{I^2}{I^2_{max}} dt \text{ [kWh]}. \qquad (7.11)$$

Utilizarea ultimei relații pentru calculul pierderilor de energie pe o linie electrică, presupune efectuarea integralei (7.11) care nu se poate face decît grafic, deoarece funcția $\frac{I^2}{I^2_{max}} = \varphi(t)$ nu corespunde unei relații algebrice. Pentru a evita această operație dificilă, se folosește timpul pierderilor, observînd că expresia (7.11) se exprimă mai simplu sub forma:

$$\Delta W = \Delta P_{max} \cdot \tau, \qquad (7.12)$$

unde τ reiese din diagrama dată în figura 7.2.

Trebuie menționat însă că determinarea prin calcul a pierderilor de energie în liniile electrice se face cu aproximație, acceptînd unele ipoteze simplificatoare, și anume că:

— distribuția sarcinilor în lungul liniilor este uniformă;

— variația în timp a sarcinii relative $\left(\frac{I}{I_{max}} = \frac{S}{S_{max}}\right)$ se face după aceeași curbă în toată rețeaua de distribuție.

Considerarea acestor ipoteze este determinată de faptul că se cunoaște numai încărcarea liniilor de transport și a transformatoarelor din stațiile de transformare. La liniile de distribuție de medie tensiune se cunosc de obicei numai încărcările la plecările din punctele de alimentare; la transformatoarele din posturile de transformare se cunosc numai sarcinile măsurate odată pe an, în perioada de vîrf, iar la liniile de distribuție de joasă tensiune se cunosc numai încărcările la plecările din posturile de transformare, măsurate simultan cu sarcina postului.

7.3. Determinarea pierderilor de putere și de energie în transformatoare

Pierderile de putere activă în transformatoare sînt de două categorii, și anume:

— pierderea de putere independentă de sarcina transformatorului;

— pierderea de putere care depinde de sarcina transformatorului.

Prima categorie se referă la pierderile la funcționarea în gol a transformatoarelor, egale aproximativ cu pierderile în fier, iar cea de-a doua categorie se referă la pierderile la funcționarea în scurtcircuit a acestora, egale aproximativ cu pierderile în cupru. Acestea din urmă sînt proporționale cu pătratul curentului.

Ținînd seama că în cataloagele de transformatoare sînt indicate pierderile în scurtcircuit pentru sarcina nominală a transformatorului, rezultă că valoarea lor, la o încărcare oarecare, se poate determina cu relația:

$$\Delta P_{sc} = (\Delta P_{sc})_n \cdot \left(\frac{I}{I_n}\right)^2 = (\Delta P_{sc})_n \cdot \left(\frac{S}{S_n}\right)^2, \tag{7.13}$$

în care indicele n arată că pierderile se referă la sarcina nominală.

Pierderile totale de putere activă într-un transformator sînt exprimate de suma pierderilor indicate mai sus, adică:

$$\Delta P_T = \Delta P_0 + \alpha^2 \cdot (\Delta P_{sc})_n, \tag{7.14}$$

unde $\alpha = \frac{S}{S_n} = \frac{I}{I_n}$ reprezintă coeficientul de încărcare al transformatorului.

Cînd sarcina este distribuită pe mai multe transformatoare conectate în paralel, pierderile totale de putere sînt:

$$(\Delta P_T)_N = N \cdot \Delta P_0 + \alpha^2 \frac{(\Delta P_{sc})_n}{N}, \tag{7.15}$$

unde coeficientul de încărcare corespunde curentului total, adică:

$$\alpha = \frac{I_{tot}}{I_n} = \frac{S_{tot}}{S_n}.$$

Pierderile de energie într-un transformator în intervalul de timp t, pe baza celor arătate în subcapitolul 7.1, se determină cu relația:

$$\Delta W_T = \Delta P_0 \cdot t + \alpha_{max}^2 \cdot (\Delta P_{sc})_n \cdot \tau, \tag{7.16}$$

unde coeficientul de încărcare α_{max} corespunde încărcării maxime a transformatorului, în funcție de care a fost considerat timpul pierderilor maxime τ.

Dacă se ține seama de curentul mediu pătratic, definit analog celor arătate în subcapitolul 7.1, pierderile de energie într-un transformator corespunzătoare ecuației (7.16) se pot exprima sub forma:

$$\Delta W_T = \Delta P_0 \cdot t + \alpha_{mp}^2 \cdot \frac{t}{\tau} (\Delta P_{sc})_n \cdot \tau = [\Delta P_0 + \alpha_{mp}^2 \cdot (\Delta P_{sc})_n]\, t, \tag{7.17}$$

unde coeficientul mediu pătratic de încărcare este determinat din (7.7) și are valoarea:

$$\alpha_{mp} = \alpha_{max} \sqrt{\frac{\tau}{t}}. \tag{7.18}$$

Evident că relațiile (7.16) și (7.17) se pot generaliza pentru cazul mai multor transformatoare conectate în paralel, fiind de forma:

$$\Delta W_T = N_1 \cdot \Delta P_0 \cdot t_1 + (\alpha_{max}^2)_{N_1} \cdot \frac{(\Delta P_{sc})_{n_1}}{N_1} \cdot \tau_1 + N_2 \cdot \Delta P_0 \cdot t_2 +$$
$$+ (\alpha_{max}^2)_{N_2} \cdot \frac{(\Delta P_{sc})_{n2}}{N_2} \cdot \tau_2 + \ldots + N_n \cdot \Delta P_0 \cdot t_n + \tag{7.19}$$
$$+ (\alpha_{max}^2)_{N_n} \cdot \frac{(\Delta P_{sc})_{n_n}}{N_n} \cdot \tau_n$$

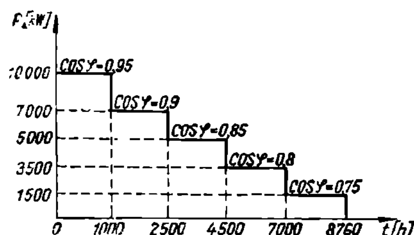


Fig. 7.4. Curba anuală de sarcină a consumatorului corespunzător aplicației 7.2.

și

$$\Delta W_T = \left[N_1 \cdot \Delta P_0 + (\alpha^2_{mp})_{N_1} \cdot \frac{(\Delta P_{sc})_{n_1}}{N_1}\right] t_1 + \\ + \left[N_2 \cdot \Delta P_0 + (\alpha^2_{mp})_{N_2} \cdot \frac{(\Delta P_{sc})_{n_2}}{N_2}\right] t_2 + \dots + \\ + \left[N_n \cdot \Delta P_0 + (\alpha^2_{mp})_{N_n} \cdot \frac{(\Delta P_{sc})_{n_n}}{N_n}\right] \cdot t_n \tag{7.20}$$

în care:

N_n este numărul de transformatoare identice care funcționează t_n[ore/an];

$(\alpha_{max})_{N_n}$ — coeficientul maxim de încărcare, corespunzător grupului N_n de transformatoare identice.

$(\alpha_{mp})_{N_n}$ — coeficientul mediu pătratic de încărcare corespunzător grupului N_n de transformatoare identice.

Aplicația 7.2. Într-o stație coborîtoare de 35/6,3 kV sînt instalate două transformatoare de cîte 5 600 kVA. Curba anuală de sarcină a consumatorului alimentat de stație este dată în figura 7.4. Să se determine pierderile anuale de energie în cele două transformatoare, dacă ele funcționează în paralel numai cînd puterea este mai mare decît 5 200 kVA, la sarcini mai mici funcționînd un singur transformator (pentru reducerea pierderilor). Se cunosc pierderile de putere activă în gol $\Delta P_0 = 17$ kW și scurtcircuit $\Delta P_{sc} = 57{,}5$ kW ale unui transformator. Pe grafic se indică și factorii de putere caracteristici fiecărei încărcări.

REZOLVARE

Se determină coeficientul α_{mp} pentru cazul cînd funcționează un singur transformator și respectiv două transformatoare în paralel.

Pentru primul caz, aplicînd relațiile (7.6) și (7.18) se obține

$$\alpha^2_{mp} = \frac{S^2_{mp}}{S^2_n} = \frac{\dfrac{2\,000^2 \cdot 1\,760 + 4\,375^2 \cdot 2\,500}{4\,260}}{5\,600^2} = 0{,}41.$$

Cînd funcționează ambele transformatoare în paralel se obține:

$$\alpha^2_{mp} = \frac{\dfrac{10\,526^2 \cdot 1\,000 + 7\,777^2 \cdot 1\,500 + 5\,880^2 \cdot 2\,000}{4\,500}}{5\,600^2} = 1{,}92.$$

Pierderile anuale totale de energie se calculează cu relația (7.20) și au valoarea:

$$\Delta W_T = (17 + 0{,}41 \cdot 57{,}5)4\,260 + \left(2 \cdot 17 + 1{,}92\frac{57{,}5}{2}\right)4\,500 = 574\,250 \text{ kWh}.$$

Energia totală anuală vehiculată prin stație este:

$$W_{an} = 10\,000 \cdot 1\,000 + 7\,000 \cdot 1\,500 + 5\,000 \cdot 2\,000 + 3\,500 \cdot 2\,500 + 1\,500 \cdot 1\,760 = 41\,890\,000 \text{ kWh}.$$

Procentual, pierderile în transformatoare reprezintă:

$$\Delta W_T\% = \frac{574\,250}{41\,890\,000} 100 = 1{,}37\%.$$

7.4. Reducerea pierderilor de energie în rețelele electrice

Reducerea pierderilor de energie în rețele ridică considerabil eficiența economică a unui sistem electroenergetic și se asigură atît prin măsuri care privesc proiectarea și construcția instalațiilor, cît și prin măsuri care privesc exploatarea.

Pentru a evidenția elementele ce influențează pierderile de energie, fie relația generală:

$$\Delta W = \tau \sum_1^n \Delta P_{max} + \tau \sum_1^n \Delta P_{max\,\mathrm{Cu}} + t \sum_1^n \Delta P_{Fe}, \tag{7.21}$$

unde:

τ reprezintă timpul anual al pierderilor maxime în linie (ΔP_{max}) și în transformatoare ($\Delta P_{max\,\mathrm{Cu}}$);

t — timpul anual de funcționare a transformatoarelor, a cărui valoare se poate ridica la 8 400—8 500 h/an.

Mărimea urmărită din punctul de vedere al economicității de funcționare este pierderea specifică de energie:

$$\frac{\Delta W}{W} = \frac{\tau \sum_1^n \Delta P_{max}}{W} + \frac{\tau \sum_1^n \Delta P_{max\,\mathrm{Cu}}}{W} + \frac{t \sum_1^n \Delta P_{Fe}}{W}. \tag{7.22}$$

Ținînd seama că energia produsă se poate exprima în funcție de puterea maximă și timpul de utilizare a acesteia și notînd pierderea specifică de energie cu w, rezultă:

$$w = \frac{\tau}{T} \cdot \frac{\sum_1^n \Delta P_{max}}{P_{max}} + \frac{\tau}{T} \cdot \frac{\sum_1^n \Delta P_{max\,\mathrm{Cu}}}{P_{max}} + \frac{t}{T} \cdot \frac{\sum_1^n \Delta P_{Fe}}{P_{max}}, \tag{7.23}$$

unde, evident, puterea maximă are valoarea:

$$P_{max} = \sqrt{3} U I_{max} \cdot \cos\varphi.$$

Dacă se admite aproximativ că pierderile maxime de putere în linii sînt proporționale cu pătratul puterii maxime:

$$\sum_1^n \Delta P_{max} = k_1 \cdot P_{max}^2$$

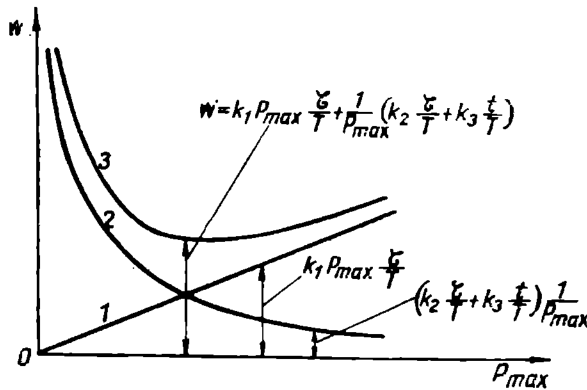


Fig. 7.5. Variaţia pierderilor specifice de energie în funcţie de puterea de vîrf.

şi se notează:

$$\sum_{1}^{n} \Delta P_{max\,Cu} = k_2; \quad \sum_{1}^{n} \Delta P_{Fe} = k_3,$$

rezultă următoarea expresie a pierderilor procentuale:

$$w = \frac{\tau}{T} k_1 \cdot P_{max} + \frac{\tau}{T} \cdot \frac{k_2}{P_{max}} + \frac{t}{T} \cdot \frac{k_3}{P_{max}}. \tag{7.24}$$

Reprezentarea grafică a acestei ultime expresii este dată în figura 7.5, unde curbele au ca parametri timpii τ şi T.

Admiţînd, de exemplu, pentru τ şi T anumite valori, se constată că pierderile de energie scad la început rapid cu creşterea sarcinii, ating un minimum, după care încep să crească. Puterea maximă pentru care pierderile de energie devin minime, în condiţiile în care τ şi T sînt cunoscuţi pentru o anumită curbă de sarcină, are valoarea:

$$P_{max} = \sqrt{\frac{k_2}{k_1} + \frac{t}{\tau} \cdot \frac{k_3}{k_1}}, \tag{7.25}$$

iar pierderile de energie minime sînt:

$$(w)_{min} = 2 \cdot \frac{\frac{\tau}{T} k_2 + \frac{t}{T} k_3}{\sqrt{\frac{k_2}{k_1} + \frac{t}{\tau} \cdot \frac{k_3}{k_1}}} = 2 \frac{\tau}{T} \cdot k_1 \cdot P_{max}. \tag{7.26}$$

Curba rezultantă *3* dată în figura 7.5 este pronunţat aplatizată în jurul punctului de minimum, astfel încît se poate considera că există un domeniu pentru care reţeaua funcţionează în regim optim, din punctul de vedere al pierderilor de energie.

Dacă într-o reţea studiată nu intervin alte schimbări decît variaţia în timp a sarcinii, atunci variaţia pierderilor de energie electrică poate constitui un indicator pentru sesizarea necesităţii de înlocuire a unor elemente princi-

pale (măsuri constructive) sau de îmbunătățire a unor condiții de exploatare și de întreținere (măsuri de exploatare), în domeniul în care w va începe să crească cu maximul de sarcină.

7.4.1. Măsuri constructive (tehnologice) pentru reducerea pierderilor de energie în rețelele electrice. În cele mai multe cazuri, măsurile constructive sau tehnologice au un rol mai important decît cele de exploatare și trebuie aplicate încă din faza de proiectare a instalațiilor. Ele implică însă investiții suplimentare, astfel încît aplicarea lor nu poate fi totdeauna justificată. Măsurile constructive se referă la următoarele probleme.

a. Micșorarea rezistențelor rețelelor de alimentare a consumatorilor, care se poate efectua prin întărirea lor, construind linii noi și montînd transformatoare suplimentare, pentru transportul și distribuția energiei electrice și înlocuind conductoarele de secțiuni mai mici cu altele de secțiuni mai mari. Mărirea secțiunii este justificată numai dacă densitatea efectivă a curentului depășește densitatea economică și se realizează fie prin înlocuirea conductoarelor uzate sau a celor necorespunzătoare, care cresc pierderile, fie prin dublarea unor circuite, în cazul liniilor de înaltă tensiune.

Pentru evitarea unor astfel de lucrări care necesită investiții, este deosebit de importantă problema alegerii unei secțiuni corecte a conductoarelor la proiectarea liniilor, care să țină seama totdeauna de perspectiva dezvoltării consumatorilor și a sistemului electroenergetic pe o perioadă de 5—10 ani. Alegerea corectă a anului de calcul a secțiunii este tot atît de importantă, ca și alegerea densității economice de curent. Dacă anul de calcul este prea apropiat, depășirea densității economice de curent este foarte probabilă, iar dacă anul de calcul este prea îndepărtat, se vor face investiții suplimentare nejustificate pentru mai mulți ani. Însăși necesitatea schimbării secțiunilor conductoarelor cu unele mai mari, reprezintă o dovadă a alegerii incorecte a densității economice de curent, dacă montarea unui al doilea circuit paralel nu este economic justificată.

Instalarea transformatoarelor noi pentru întărirea rețelelor nu este justificată numai de reducerea pierderilor, ci și de crearea unei rezerve, în cazul deconectării forțate a unora din cele existente sau pentru descărcarea acestora, cînd sarcina depășește puterea lor nominală. Încărcarea transformatoarelor trebuie să fie cea optimă, adică să corespundă unui regim de funcționare cu pierderi minime.

b. Îmbunătățirea factorului de putere contribuie la descărcarea liniilor de transportul puterii reactive, care determină mari căderi de tensiune și pierderi de energie. Aceste două elemente, căderea de tensiune și pierderile de energie, au procentual aproximativ aceleași valori.

Într-adevăr, scriind pierderile procentuale de putere și de tensiune:

$$\frac{\Delta P}{P} = \frac{R(P^2 + Q^2)}{P \cdot U^2} = \frac{R}{U^2}\left(P + Q\,\frac{Q}{P}\right);$$

$$\frac{\Delta U}{U} = \frac{PR + QX}{U^2} = \frac{R}{U^2}\left(P + Q\,\frac{X}{R}\right).$$

Se observă că pentru $Q = 0$, există egalitatea:

$$\frac{\Delta P}{P} = \frac{\Delta U}{U}. \qquad (7.27)$$

Același lucru are loc și în cazul cînd există relația:

$$\frac{Q}{P}=\frac{X}{R}. \qquad (7.28)$$

Deoarece valorile rapoartelor din ultima egalitate sînt aproximativ egale, rezultă că pierderile specifice de putere sînt apropiate de pierderile specifice de tensiune și aceleași elemente concură la mărirea sau la micșorarea ambelor elemente caracteristice pentru o rețea electrică.

Cînd rețeaua este descărcată integral de circulația puterii reactive, pierderile de putere (sau de energie) și pierderile de tensiune sînt mici. În acest caz, factorul de putere se îmbunătățește substanțial, fiind egal cu unitatea, lucru care se poate realiza teoretic dacă se montează instalații de condensatoare statice sau de compensatoare sincrone. Necesitatea montării acestora trebuie să rezulte dintr-o serie de calcule tehnico-economice, care să justifice investiția suplimentară. În general, aceste instalații sînt cerute mai ales de sistemele electroenergetice, care au deficit în orele de sarcină maximă și funcționează cu nivel scăzut de tensiune.

Cînd există mai multe circuite paralele, curenții se repartizează în acestea invers proporțional cu impedanțele, pe cînd repartiția economică ar fi fost obținută în cazul unei repartiții a curenților în raport invers cu rezistențele. Pentru obținerea unei repartiții raționale a puterilor, se pot utiliza condensatoare statice sau bobine legate în serie în circuite. Aplicarea condensatoarelor este mult mai rațională, deoarece, în acest caz, pierderile de putere și căderile de tensiune se reduc prin aceea că se micșorează atît raportul $\frac{Q}{P}$, cît mai ales raportul $\frac{X}{R}$.

În același timp, îmbunătățirea factorului de putere se realizează nu numai prin montarea de instalații de compensare a puterii reactive, ci și prin măsuri de exploatare care conduc în mod natural la obținerea aceluiași efect. Din acest punct de vedere, o mare importanță are rezolvarea corespunzătoare a următoarelor probleme:

— alegerea corectă a tipului și a puterii motoarelor electrice, în conformitate cu puterea pe care trebuie să o dezvolte;

— reducerea duratei de mers în gol a motoarelor electrice asincrone, prin instalarea limitatoarelor de mers în gol, dacă perioadele dintre operații sînt mai mari decît 10 s;

— înlocuirea sau încărcarea corespunzătoare a motoarelor electrice asincrone încărcate sub 45% din puterea lor nominală, iar pe baza unor justificări tehnico-economice, încărcate între 45—70%;

— trecerea de la conectarea în triunghi la cea în stea a motoarelor asincrone care în mod sistematic sînt încărcate sub 40% din puterea lor nominală;

— secționarea bobinajelor statorice ale motoarelor electrice asincrone;

— executarea unor lucrări de reparații de calitate la motoarele electrice.

Toate aceste măsuri, precum și altele care se referă la transformatoare (v. paragr. 7.4.2), contribuie la îmbunătățirea naturală a factorului de putere, prin aceea că solicită de la rețea o putere reactivă mai mică.

c. *Ridicarea nivelului de tensiune* în rețele reduce, așa cum s-a văzut, pierderile de energie. În medie, pentru fiecare procent de ridicare a nivelului

tensiunii de funcţionare a instalaţiilor, pierderile de putere proporţionale cu pătratul curentului, se reduc cu circa 2% din valoarea lor absolută. În schimb, pierderile de putere în fierul transformatoarelor care nu depind de sarcina acestora ci numai de tensiunea de alimentare, cresc cu mai mult de 2% din valoarea lor absolută. Totodată, cresc * puterile active şi reactive vehiculate în reţele, ceea ce conduce de asemenea la o mărire oarecare a pierderilor. Cu toate acestea, pierderile în ansamblu scad simţitor, dacă nivelul tensiunilor creşte.

Pentru a pune în evidenţă acest fapt şi a evalua aproximativ acest efect, se va determina ordinul de mărime al variaţiei pierderilor totale de putere activă, în raport cu tensiunea medie de alimentare.

Referindu-ne la expresia pierderilor în cuprul transformatoarelor, se poate scrie că:

$$\Delta P_{\text{Cu}} = \sum_{1}^{n} \frac{(P_k^2 + Q_k^2)}{U_k^2} \cdot r_k.$$

Variaţia lor în raport cu o tensiune medie, U_{med}, este:

$$\frac{\partial(\Delta P_{\text{Cu}})}{\partial U_{med}} = \sum_{1}^{n} r_k \left[\frac{2P_k}{U_k^2} \cdot \frac{\partial P_k}{\partial U_{med}} + \frac{2Q_k}{U_k^2} \cdot \frac{\partial Q_k}{\partial U_{med}} - 2\frac{P_k^2 + Q_k^2}{U_k^3} \cdot \frac{\partial U_k}{\partial U_{med}}\right]. \quad (7.29)$$

Se admite în mod convenţional, că pentru o variaţie cu 1% a tensiunii medii, puterile active variază cu 1%, cele reactive cu 3%, iar variaţia tensiunii U_k este aceeaşi cu variaţia tensiunii U_{med}, adică:

$$\frac{\partial P_k}{\partial U_{med}} \approx \frac{1}{100} \cdot \frac{P_k}{U_{med}}; \quad \frac{\partial Q_k}{\partial U_{med}} \approx \frac{3}{100} \cdot \frac{Q_k}{U_{med}}; \quad \frac{\partial U_k}{\partial U_{med}} \approx 1{,}0. \quad (7.30)$$

Ţinînd seama de aceste variaţii rezultă:

$$\frac{\partial(\Delta P_{\text{Cu}})}{\partial U_{med}} \approx -2\frac{\Delta P_{\text{Cu}}}{U_{med}} + \sum_{1}^{n} \frac{2}{U_{med}} r_k \left(\frac{1}{100} \cdot \frac{P_k^2}{U_{med}^2} + \frac{3}{100} \cdot \frac{Q_k^2}{U_{med}^2}\right). \quad (7.31)$$

Dacă se consideră raportul mediu dintre puterile reactivă şi activă $Q_k/P_k = 0{,}5$, pierderile în cuprul transformatoarelor sînt definite de relaţia:

$$\Delta P_{\text{Cu}} = 1{,}25 \sum_{1}^{n} \frac{P_k^2}{U_{med}^2} r_k, \quad (7.32)$$

iar variaţia acestor pierderi, exprimată de ecuaţia (7.31) devine

$$\frac{\partial(\Delta P_{\text{Cu}})}{\partial U_{med}} = -2 \cdot \frac{\Delta P_{\text{Cu}}}{U_{med}} + \frac{1}{U_{med}} \cdot \frac{0{,}035}{1{,}25} \cdot \Delta P_{\text{Cu}} = -1{,}972\frac{\Delta P_{\text{Cu}}}{U_{med}}. \quad (7.33)$$

Această relaţie, care poate fi aplicată şi pentru liniile electrice, arată că pierderile de putere scad cu aproximativ 2% din valoarea lor absolută, cînd nivelul tensiunii creşte cu 1%. Dacă raportul puterilor scade, atunci pierderile de putere se reduc şi mai mult.

În transformatoare însă, pierderile de putere în fierul acestora creşte. De obicei, pentru transformatoarele montate în reţelele electrice, aceste

* Această creştere a puterilor active şi reactive pe linii cu creşterea nivelului de tensiune, se pune în evidenţă cu ajutorul caracteristicilor statice ale consumatorilor.

pierderi reprezintă aproximativ 15% din pierderile totale. Dacă se consideră că variația lor se produce cu puterea a treia a tensiunii din rețea, atunci se poate scrie că:

$$\left[\frac{\partial(\Delta P_T)}{\partial U_{med}}\right]_T = \frac{\partial(\Delta P_{Cu} + \Delta P_{Fe})}{\partial U_{med}} = (-0{,}85 \cdot 1{,}972 + 3 \cdot 0{,}15)\frac{\Delta P}{U_{med}} = -1{,}21\frac{\Delta P}{U_{med}}, \tag{7.34}$$

adică, la o creștere a tensiunii de alimentare cu 1%, pierderile totale de putere activă în transformatoare se reduc cu aproximativ 1,2% din valoarea lor absolută.

În cazul scăderii sistematice a nivelului de tensiune în rețea cu 3—5%, ridicarea tensiunii pînă la nivelul normal poate reduce pierderile în ansamblu cu 4—6% din valoarea lor absolută, ceea ce reprezintă un aport important al eficienței funcționării rețelelor electrice.

d. Trecerea rețelelor la tensiuni mai ridicate dă posibilitatea de reducere rapidă a pierderilor de energie. Această măsură este justificată din punct de vedere economic, dacă izolația rețelelor electrice respective permite creșterea tensiunii de 1,5—2 ori față de tensiunea actuală de serviciu. Asemenea rețele care permit o astfel de creștere a tensiunii, sînt rețelele subterane de joasă și de medie tensiune, cele aeriene de joasă tensiune, iar în unele cazuri, și cele de medie tensiune.

Este deci posibilă trecerea rețelelor de joasă tensiune de 220 V la 380 V între faze cu cheltuieli mici. În unele cazuri, chiar tensiunea de 220/380 V s-a dovedit a fi prea mică, înlocuirea ei fiind avantajoasă din punct de vedere economic cu o tensiune mai ridicată, pentru care sînt necesare secțiuni de conductoare mai mici.

Introducerea unor tensiuni mai înalte, impune însă rezolvarea unor probleme tehnice și o justificare economică pentru fiecare caz în parte. Este suficient să se amintească, că introducerea tensiunii de 220/380 V în rețeaua urbană, presupune rebobinări sau schimbarea conexiunilor motoarelor electrice asincrone din triunghi în stea, ceea ce le micșorează gradul de siguranță datorită solicitării crescute a izolației. De asemenea, este necesară înlocuirea unor transformatoare de alimentare a consumatorilor, a contoarelor de energie electrică, a unor aparate electrocasnice etc. De aceea, trecerea la tensiuni superioare este economică, mai ales în cazul unor întreprinderi mari sau alimentării unor zone cu consumuri mari de energie.

Teoretic, este posibilă trecerea rețelelor subterane de medie tensiune de la 5 la 6 kV și de la 30 la 35 kV. Întrucît gabaritele liniilor electrice aeriene cu tensiuni nominale de la 6 la 15 kV sînt identice, se poate trece de la tensiunea nominală de 6 la cea de 10 sau chiar la 15 kV, dacă înlocuirea izolatoarelor este justificată din punct de vedere economic.

Pentru rețelele de înaltă tensiune se poate trece la tensiuni superioare prin instalarea de autotransformatoare la începutul și sfîrșitul liniilor. Rațiunea economică a unor astfel de ridicări a tensiunii trebuie însă verificată pentru condițiile concrete ale regimului de transport de energie electrică.

7.4.2. Măsuri de exploatare pentru reducerea pierderilor de energie în rețelele electrice. Aceste măsuri nu implică investiții suplimentare, însă presupun o exploatare corectă a instalațiilor, astfel încît pierderile de energie să

fie, pe cît posibil, minime. Aplicarea lor trebuie să fie integrală, chiar dacă efectul lor nu este totdeauna atît de important. Ele se referă la următoarele probleme.

a. Utilizarea unor scheme de conexiuni optime pentru rețele care permit în foarte multe cazuri reducerea maximă a pierderilor de energie. La baza acestei reduceri stă principiul funcționării simultane a tuturor elementelor unei rețele buclate. O astfel de funcționare conduce deseori la valori inadmisibile ale curenților de scurtcircuit. De aceea, rețeaua buclată se va descompune — prin secționarea ei în anumite puncte — într-o serie de rețele arborescente, grupate în jurul cîte unui punct de alimentare. Alegerea punctelor de secționare trebuie făcută pe baza calculelor de circulație a puterilor în rețeaua buclată, în scopul determinării elementelor cu sarcina cea mai redusă, a căror deconectare asigură o circulație de puteri apropiată de cea reală obținută în cazul funcționării buclate, cînd pierderile corespunzătoare din rețea sînt, de obicei, minime *. Pe măsură ce sarcinile în rețele variază, calculele trebuie repetate și uneori ele pot fi înlocuite prin măsurători efectuate în mod direct, la buclarea de scurtă durată a rețelelor. În aceste cazuri, este necesar să se asigure și schimbarea operativă a configurației rețelelor, sporindu-se numărul de plecări la liniile cu pierderi de tensiune prea mari sau folosindu-se alimentări duble, cînd lungimea liniilor de joasă tensiune este prea mare. Schemele de rețele alese trebuie să aibă o repartiție optimă a puterilor pe diferite linii de distribuție. De asemenea, puterile active și reactive trebuie transportate la consumatori pe distanțe minime și pe linii dimensionate corespunzător.

b. Mărirea duratei de utilizare a puterii maxime contribuie la reducerea pierderilor de energie, așa cum se constată din relația (7.23). În consecință, creșterea coeficientului de aplatizare a curbei de sarcină a tuturor elementelor unei rețele este indicat din acest punct de vedere.

c. Reducerea numărului de deconectări ale liniilor de transport pentru reparații oferă posibilitatea reducerii simțitoare a pierderilor de energie. În acest scop, este foarte actuală aplicarea reparațiilor rapide, a reparațiilor sub tensiune și a reparațiilor pe fază ale liniilor de transport a căror deconectare provoacă o creștere destul de însemnată a pierderilor de energie în rețelele electrice. Repararea lor trebuie coordonată cu reparațiile tehnologice importante de la consumatori.

În același timp, evitarea funcționării dezechilibrate a fazelor în rețelele de distribuție contribuie la reducerea pierderilor de energie.

d. Alegerea corectă a prizelor la transformatoare pentru reglajul de tensiune, elimină circulațiile inutile de putere reactivă în rețelele alimentate de la mai multe surse. În același timp, puterile active și reactive trebuie transportate pe parcursuri minime și pe linii dimensionate corespunzător, iar repartiția lor în sistem trebuie să fie optimă, din punct de vedere al pierderilor.

Un factor important care influențează mult pierderile de energie electrică într-o rețea de distribuție este repartizarea consumatorilor de diferite categorii pe înfășurările transformatoarelor și raportul dintre energia consumată de consumatorii puternici și energia totală distribuită. Unii dintre acești mari consumatori sînt, de obicei, racordați direct la rețeaua de distribuție de medie

---

* În unele cazuri, pentru o schemă de conexiuni buclată a rețelelor cu două tensiuni, deconectarea diferitelor elemente conduce la micșorarea pierderilor de energie.

tensiune, ceea ce face ca puterea respectivă să nu mai treacă prin rețeaua de joasă tensiune. Uneori, dacă racordarea lor se face direct la barele stațiilor de transformare, nu este utilizată nici rețeaua de distribuție de medie tensiune.

e. *Funcționarea transformatoarelor după graficul regimului optim* presupune stabilirea numărului de transformatoare în funcțiune și încărcarea lor, astfel încît pierderile să fie minime. În același timp, se impune deconectarea transformatoarelor încărcate în medie cu mai puțin de 40% din sarcina nominală și distribuția corectă a puterilor între cele rămase în funcțiune, conform cu sarcinile consumatorilor alimentați, prin sectoarele de rețea corespunzătoare.

Pe baza datelor de pierderi în fier și cupru, trebuie întocmit un grafic de deconectare a unor transformatoare, în cazul reducerii sarcinii. Pentru ca prin aceasta să nu se micșoreze siguranța alimentării consumatorilor, este necesar să existe un dispozitiv AAR, care să asigure conectarea automată a rezervei, la deconectarea unui transformator aflat în funcțiune.

Stabilirea sarcinii optime a transformatorului din punct de vedere economic se determină cu ajutorul pierderii relative de energie. Astfel, folosind relația (7.16) se obține:

$$w_T = \frac{\Delta W_T}{W} = \frac{\Delta P_0 \cdot t + \alpha_{max}^2 \cdot (\Delta P_{sc})_n \cdot \tau}{T \cdot P_{max}} = \frac{1}{T \cdot S_n \cos \varphi} \left(\frac{\Delta P_0 \cdot t}{\alpha_{max}} + (\Delta P_{sc})_n \cdot \alpha_{max} \cdot \tau \right), \tag{7.35}$$

a cărui valoare este minimă pentru:

$$\alpha_{max} = \sqrt{\frac{\Delta P_0 \cdot t}{(\Delta P_{sc})_n \cdot \tau}} \tag{7.36}$$

sau:

$$S_{max} = S_n \sqrt{\frac{\Delta P_0 \cdot t}{(\Delta P_{sc})_n \cdot \tau}}. \tag{7.37}$$

În realitate însă, transformatoarele produc și pierderi în linii, ca urmare a puterii reactive absorbită de acestea, a căror valoare se determină cu expresia:

$$\Delta P = \lambda \Delta Q = \lambda(\Delta Q_0 + \Delta Q_s), \tag{7.38}$$

în care:

$\Delta Q_0 = S_n \cdot \frac{i_0\%}{100}$ este puterea reactivă de magnetizare a transformatorului la tensiune constantă;

$\Delta Q_s = (\Delta Q_{sc})_n \cdot \left(\frac{S}{S_n}\right)^2$ — puterea reactivă absorbită de reactanțele înfășurărilor transformatorului;

$(\Delta Q_{sc})_n = S_n \cdot \frac{u_{sc}\%}{100}$ — puterea reactivă absorbită de reactanțele înfășurărilor transformatorului, la funcționarea în scurtcircuit;

u_{sc} este tensiunea de scurtcircuit a transformatorului, în %;
λ — echivalentul energetic al puterii reactive, adică puterea activă pierdută în rețea pentru transportul puterii reactive, în kW/kvar, a cărui valoare depinde de locul în care sînt instalate transformatoarele, în raport cu sursele de energie și de regimul de încărcare al sistemului (tab. 7.3).

Tabela 7.3

Valorile echivalentului energetic al puterii reactive λ

Locul de instalare a transformatorului în cadrul sistemului electroenergetic	Valorile coeficientului, în kW/kvar	
	La încărcările maxime ale sistemului	La încărcările minime ale sistemului
Transformatoare alimentate direct de la barele centralelor	0,02	0,02
Transformatoarele întreprinderilor industriale și din rețelele urbane, alimentate la medie tensiune, care nu sînt alimentate direct de la barele centralelor	0,15	0,10
Transformatoare montate în stații a căror sarcină reactivă este compensată prin compensatoare sincrone	0,05	0,03
Transformatoare coborîtoare din stațiile cu tensiune nominală de 35—110 kV	0,10	0,06

Ținînd seama de relația (7.38) expresia pierderilor relative de energie se poate pune sub forma:

$$w'_T = \frac{1}{T \cdot S_n \cdot \cos\varphi}\left[\frac{(\Delta P_0 + \lambda \cdot \Delta Q_0)\, t}{\alpha'_{max}} + (\Delta P_{sc} + \lambda \cdot \Delta Q_{sc})\, \alpha'_{max} \cdot \tau\right], \quad (7.39)$$

a cărei valoare minimă se realizează, dacă:

$$\alpha'_{max} = \sqrt{\frac{\Delta P_0 + \lambda \cdot \Delta Q_0}{\Delta P_{sc} + \lambda \cdot \Delta Q_{sc}} \cdot \frac{t}{\tau}} \quad (7.40)$$

sau:

$$S'_{max} = S_n \sqrt{\frac{\Delta P_0 + \lambda \cdot \Delta Q_0}{\Delta P_{sc} + \lambda \cdot \Delta Q_{sc}} \cdot \frac{t}{\tau}}. \quad (7.41)$$

Deoarece:

$$\alpha_{max} = \alpha_{mp} \cdot \sqrt{\frac{t}{\tau}},$$

rezultă că funcționarea optimă a unui transformator, din punctul de vedere al pierderilor totale, corespunde sarcinii:

$$S = S_n \sqrt{\frac{\Delta P_0 + \lambda \cdot \Delta Q_0}{\Delta P_{sc} + \lambda \cdot \Delta Q_{sc}}}.$$

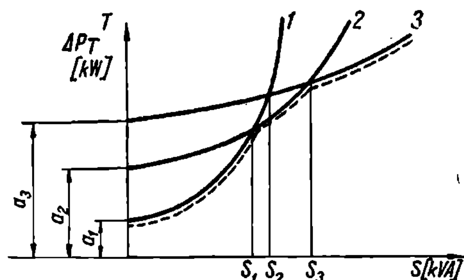


Fig. 7.6. Variația pierderilor pentru un post de transformare cu două transformatoare care funcționează în paralel:

1 – curba pierderilor în transformatorul T_1; 2 – curba pierderilor în transformatorul T_2; 3 – curba pierderilor totale $\Delta P_{T_{12}}$.

Cînd sarcina postului de transformare care alimentează un consumator suferă variații mari, pentru obținerea unui regim de funcționare cît mai favorabil din punctul de vedere al pierderilor totale, este recomandabil să se instaleze mai multe transformatoare. În acest caz, se pune problema conectării sau deconectării unora dintre transformatoare, la variațiile sarcinii totale, astfel încît să se urmărească în permanență graficul mersului economic.

Determinarea încărcării sau puterii optime se poate face pe cale grafică sau analitică, ținînd seama de pierderile totale în transformator și în rețea, adică:

$$\Delta P_T = (\Delta P_0 + \lambda \cdot \Delta Q_0) + (\Delta P_{sc} + \lambda \cdot \Delta Q_{sc})_n \left(\frac{S}{S_n}\right)^2 = a + bS^2, \quad (7.42)$$

în care s-au făcut notațiile:

$$a = \Delta P_0 + \lambda \cdot \Delta Q_0; \quad b = \frac{1}{S_n^2} (\Delta P_{sc} + \lambda \cdot \Delta Q_{sc}).$$

Pe cale grafică se trasează parabola reprezentată de relația (7.42), pentru fiecare transformator și pentru combinațiile de 2, 3, ..., n transformatoare. Punctele de intersecție a curbelor mai apropiate de axa absciselor corespund sarcinilor la care trebuie să fie conectate sau deconectate transformatoarele. Se va ține seama că nu este recomandabilă deconectarea unui transformator pentru un timp prea scurt (sub 2—3 h).

În figura 7.6 se indică graficul pierderilor pentru un post de transformare, care are două unități instalate.

Pe cale analitică se vor examina două cazuri particulare întîlnite des în practică.

— Cazul unui post cu două transformatoare de puteri inegale ($S_1 < S_2$), în care pierderile corespunzătoare unui transformator sau ambelor transformatoare în funcțiune, sînt:

$$\Delta P_{T_1} = a_1 + b_1 S^2; \quad \Delta P_{T_2} = a_2 + b_2 S^2; \quad \Delta P_{T_{12}} = a_{12} + b_{12} S^2.$$

Conectarea în paralel a transformatoarelor este avantajoasă din punct de vedere economic, de la sarcina pentru care pierderile ΔP_{T_1} și $\Delta P_{T_{12}}$ sînt egale, în care caz se obține:

$$S = \sqrt{\frac{a_{12} - a_1}{b_1 - b_{12}}}. \quad (7.43)$$

— Cazul unui post cu n transformatoare de puteri egale, în care conectarea celei de a $(n + 1)$ unități, de aceeași putere cu fiecare dintre celelalte,

este avantajoasă începînd de la sarcina S, reieşită din condiţia egalităţii pierderilor, în cele două situaţii de funcţionare, adică:

$$na + \frac{1}{n} bS^2 = (n + 1) a + \frac{1}{n + 1} bS^2$$

şi:

$$S = \sqrt{n(n + 1) \frac{a}{b}} = \sqrt{n(n + 1) \frac{\Delta P_0 + \lambda \cdot \Delta Q_0}{\Delta P_{sc} + \lambda \cdot \Delta Q_{sc}}}. \qquad (7.44)$$

Puterile optime trebuie determinate pentru fiecare dintre transformatoarele care funcţionează în staţiile de transformare. În caz de nefuncţionare, deconectarea transformatoarelor se va face pe partea primară, pentru a se evita pierderile la funcţionarea în gol a acestora. Determinarea pierderilor de energie electrică datorate transformatoarelor se face ţinînd seama de curba sarcinilor anuale clasate şi de programul de conectare, stabilit pe baza datelor stabilite anterior. Se obţine:

$$\Delta W_T = (\Sigma a_k + S_1^2 \Sigma b_k) T_1 + (\Sigma a_{k+1} + S_2^2 \Sigma b_{k+1}) T_2 + \dots +$$
$$+ (\Sigma a_{k+n} + S_{n+1}^2 \Sigma b_{k+n}) T_{n+1}, \qquad (7.45)$$

unde: $T_0 + T_1 + T_2 + \dots + T_{n+1} = 8\,760$ h;

$\Sigma a_k, \Sigma a_{k+1}, \dots, \Sigma a_{k+n}$ sînt pierderile de mers în gol ale transformatoarelor conectate în paralel, timp de respectiv $T_1, T_2, \dots, T_{n+1}$ [h];

$\Sigma b_k, \Sigma b_{k+1}, \dots, \Sigma b_{k+n}$ — pierderile de scurtcircuit raportate la pătratul sarcinii nominale ale transformatoarelor conectate în paralel, timp de respectiv $T_1, T_2, \dots, T_{n+1}$ [h];

$S_1, S_2, \dots, S_{n+1}$ — sarcinile care corespund pe curba sarcinilor anuale clasate duratelor $T_1, T_2, \dots, T_{n+1}$ [h];

T_0 — timpul în care toate transformatoarele sînt deconectate.

7.5. Influenţa pierderilor de energie asupra cheltuielilor de exploatare a reţelelor electrice

Cheltuielile de exploatare ale unei reţele electrice se compun din următoarele părţi componente:

— cheltuieli anuale pentru deservire;
— cotă anuală de amortizare a echipamentului;
— cheltuieli anuale pentru reparaţii curente;
— cheltuieli de acoperire a pierderilor de energie electrică.

Cheltuielile pentru deservirea reţelei se prevăd în bugetul anual de exploatare şi sînt determinate de plata personalului, mijloacele de transport, locuinţele pentru personal, construcţiile anexe, sculele etc.

Cota anuală de amortizare este impusă de necesitatea de a înlocui treptat echipamentul reţelei, care se uzează şi devine inutilizabil. Ea este determinată

atît de uzura *fizică* a diferitelor elemente ale rețelei *, cît și de uzura lor *morală*, adică după o anumită perioadă instalația trebuie complet refăcută, deoarece devine învechită față de progresele realizate în acest interval de timp.

Cotele anuale de amortizare, în procente din cheltuielile de investiții, diferă de la instalație la instalație. La stabilirea acestei cote trebuie să se țină seama și de valoarea materialelor recuperabile, care trebuie scăzute din costul total al construcției.

Cheltuielile pentru reparațiile curente ale rețelei sînt determinate de necesitatea întreținerii instalațiilor din punct de vedere tehnic, la un nivel de exploatare corespunzător și presupun lucrări de înlocuire a izolatoarelor defecte, repararea cablurilor defecte, repararea conductoarelor rupte ale liniilor electrice aeriene, vopsirea stîlpilor metalici etc. Pentru acoperirea acestor cheltuieli este prevăzută o cotă anuală din costul total al rețelei, care variază în funcție de echipamentul aferent instalațiilor și de tipul acestora (de exemplu, linii electrice aeriene, în cabluri, transformatoare etc.). Trebuie menționat că această cotă presupune numai cheltuielile pentru reparațiile curente ale rețelelor electrice, nu și pentru reparațiile capitale care presupun înlocuirea unor elemente din rețea și care se defalcă din cota de amortizare.

Cheltuielile de acoperire a pierderilor de energie electrică au o pondere importantă în stabilirea cheltuielilor de exploatare. În general, așa cum s-a menționat, pierderile de energie ajung uneori pînă la 15—20% sau chiar mai mult din totalul energiei furnizate și influențează mult asupra prețului de cost al transportului de energie electrică. Costul energiei electrice pierdute este cu 15—20% mai mare decît prețul de cost mediu specific al energiei pe barele centralei, datorită faptului că timpul pierderilor maxime este mai mic decît timpul de utilizare a puterii instalate în centralele electrice și timpul de utilizare a sarcinii maxime a centralei.

Dacă se notează cu β costul unui kilowattoră de energie pierdută și cu ΔW pierderile anuale de energie, în kWh, atunci costul energiei pierdute este:

$$C_1 = \beta \cdot \Delta W, \tag{7.46}$$

iar cheltuielile totale de exploatare pot fi exprimate prin relația:

$$C = \beta \cdot \Delta W + \frac{p_a}{100} I + \frac{p_r}{100} I + N, \tag{7.47}$$

în care:

p_a și p_r reprezintă valorile procentuale ale cotelor de amortizare și reparații;
I — valoarea investițiilor pentru construirea rețelei;
N — cheltuielile pentru deservirea rețelei.

Determinarea prețului de cost al transportului unui kilowattoră de energie electrică se face prin împărțirea cheltuielilor anuale de exploatare la cantitatea de energie furnizată consumatorului. Rezultă:

$$\beta_{tr} = \frac{C}{W} = \frac{C}{P_{max} \cdot T}, \tag{7.48}$$

* Durata medie a unei rețele electrice se poate considera de 8—10 ani pentru izolatoare, 15—20 ani pentru transformatoare, 40—50 ani pentru stîlpii metalici și cei din beton, 30—40 ani pentru conductoare.

în care:

P_{max} reprezintă puterea maximă debitată la consumator, în kW;
T — durata de utilizare a puterii maxime, în h.

Aplicația 7.3. Un post de transformare este echipat cu două transformatoare de 10/0,4 kV și 750 kVA. El alimentează doi consumatori avînd curbele anuale de sarcină clasate date în figura 7.7. Primul consumator (fig. 7.7, *a*) este alimentat printr-un cablu de cupru tip CYYBI cu secțiunea de 185 mm² și lungimea de 350 m. Al doilea consumator (fig. 7.7, *b*) este alimentat prin trei cabluri de aluminiu, tip ACYYBI, cu secțiunea de 120 mm² și lungimea de 280 m.

Să se calculeze pierderile anuale de energie electrică, cheltuielile anuale și prețul unitar al energiei transportate.

— Caracteristicile transformatoarelor utilizate sînt următoarele: $\Delta P_0 = 3{,}2$ kW; $\Delta P_{sc} = 12$ kW; $\Delta Q_0 = 25{,}2$ kvar; $\Delta Q_{sc} = 23{,}1$ kvar;

— factorul de putere la primul consumator $\cos\varphi_1 = 0{,}8$ și la al doilea consumator $\cos\varphi_2 = 0{,}9$;

— rezistența specifică a cablului cu $s = 185$ mm² (Cu) este $r_{01} = 0{,}0965$ Ω/km, iar a cablului cu $s = 120$ mm² (Al) este $r_{02} = 0{,}245$ Ω/km;

— investiția totală în postul de transformare este de 400 000 lei;

— cheltuielile anuale pentru deservirea rețelei sînt de 20 000 lei;

— costul energiei electrice la barele de înaltă tensiune ale postului este $\beta = 0{,}3$ lei/kWh.

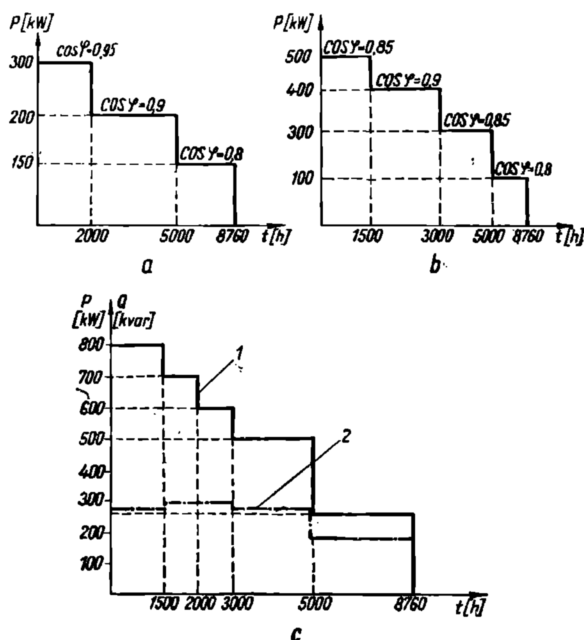


Fig. 7.7. **Curbele de sarcină clasate pentru consumatorii** din aplicația 7.3.

1. Se determină pierderile de energie în post şi pe cele două căi de alimentare.

a. Pierderile anuale de energie în postul de transformare. Se determină puterea aparentă a sarcinii de la care este economic să se conecteze al doilea transformator (relaţia 7.44):

$$S = 750\sqrt{2\cdot\frac{3{,}2+0{,}12}{12+0{,}12}},$$

unde s-a considerat $\lambda = 0{,}12$ kW/kvar.

Se ridică curba anuală de sarcină clasată a postului (fig. 7.7, *c*). Se observă că, pînă la $P = 600$ kW ($S = 667$ kVA) se va funcţiona cu un singur transformator, iar de la $P = 700$ kW ($S = 758$ kVA) cu două transformatoare pe post.

Pierderile anuale de energie în transformatoarele postului se determină cu relaţia (7.20):

$$\Delta W_T = (3{,}2 + 0{,}389\cdot 12)\,6\,760 + \left(2\cdot 3{,}2 + 1{,}2\cdot\frac{12}{2}\right)\cdot 2\,000 = 80\,310\ \text{kWh},$$

unde:

$$\alpha^2_{mp_1} = \frac{\dfrac{312^2\cdot 3\,760 + 578^2\cdot 2\,000 + 667^2\cdot 1\,000}{6\,760}}{750^2} = 0{,}389,$$

în cazul funcţionării cu un transformator pe post şi

$$\alpha^2_{mp_2} = \frac{\dfrac{758^2\cdot 500 + 842^2\cdot 1\,500}{2\,000}}{750^2} = 1{,}2,$$

în cazul funcţionării cu două transformatoare pe post.

b. Pierderile anuale de energie în cablul cu $s = 185\,\text{mm}^2$. Rezistenţa totală a cablului:

$$R_1 = 0{,}0965\cdot 0{,}35 = 0{,}034\ \Omega.$$

Timpul de utilizare a sarcinii maxime se determină cu relaţia (7.2):

$$T_1 = \frac{300\cdot 2\,000 + 200\cdot 3\,000 + 150\cdot 3\,760}{300} = 5\,880\ \text{h}.$$

Cunoscînd $T_1 = 5\,880$ h şi $\cos\varphi_1 = 0{,}8$ se determină din figura 7.2 $\tau_1 = 4\,400$ h.

Energia totală anuală pierdută în acest cablu se determină cu relaţia (7.12):

$$\Delta W_{C_1} = 21{,}2\cdot 4\,400 = 93\,203\ \text{kWh},$$

unde:

$$\Delta P_{1max} = 0{,}034\,\frac{30^2 + 98{,}4^2}{0{,}4^2}\cdot 10^{-3} = 21{,}2\ \text{kW}.$$

c. Pierderile anuale de energie în cele trei cabluri care leagă postul de al doilea consumator.

Rezistența echivalentă este:

$$R_2 = \frac{1}{3} \cdot 0{,}245 \cdot 0{,}28 = 0{,}02286\ \Omega.$$

Timpul de utilizare a puterii maxime este:

$$T_2 = \frac{500 \cdot 1\,500 + 400 \cdot 1\,500 + 300 \cdot 2\,000 + 100 \cdot 3\,760}{500} = 4\,652\ \text{h}.$$

Din figura 7.2 se determină pentru $T_2 = 4\,652$ h și $\cos\varphi_2 = 0{,}9$, $\tau_2 = 2\,800$ h. Energia totală anuală pierdută în cablurile ce alimentează consumatorul al doilea se determină cu relația (7.12):

$$\Delta W_{C_2} = 39{,}56 \cdot 2\,800 = 110\,768\ \text{kWh},$$

unde:

$$\Delta P_{2max} = 0{,}02286 \frac{500^2 + 164^2}{0{,}42} \cdot 10^{-3} = 39{,}56\ \text{kW}.$$

Pierderile totale anuale de energie se obțin prin însumarea pierderilor parțiale din rețea:

$$\Delta W_{tot} = \Delta W_T + \Delta W_{C_1} + \Delta W_{C_2} = 284\,281\ \text{kWh}.$$

2. Se determină cota anuală de amortizare pentru post și cabluri.

Cheltuielile de amortizare:

$$C_a = \frac{p_{as}}{100} I_s + \frac{p_{ac}}{100} I_c,$$

unde:

$p_{as} = 5\%$ este cota de amortizare pentru post;
$p_{ac} = 3{,}5\%$ — cota de amortizare pentru cabluri;
I_s — investiția totală în post;
I_c — investiția totală în cabluri.

Cu aceste elemente rezultă:

$$C_a = \frac{5}{100} \cdot 400\,000 + \frac{3{,}5}{100} \cdot 140\,000 = 24\,900\ \text{lei}.$$

3. Se determină cota anuală pentru reparațiile curente:

$$C_r = \frac{p_{rs}}{100} I_s + \frac{p_{rc}}{100} I_c,$$

unde:

$p_{rs} = 1{,}5\%$ este cota de reparații curente în postul de transformare;
$p_{rc} = 2\%$ — cota de reparații curente la cabluri.

Rezultă:

$$C_r = \frac{1{,}5}{100} \cdot 400\,000 + \frac{2}{100} \cdot 140\,000 = 8\,800\ \text{lei}.$$

Cheltuielile totale anuale de exploatare a acestei rețele se calculează cu relația (7.47):

$$C = 0{,}3 \cdot 284\,281 + 24\,900 + 8\,800 + 20\,000 = 138\,984 \text{ lei.}$$

Cunoscînd energia totală furnizată consumatorilor timp de un an, se poate calcula prețul de cost al transportului energiei de la post la consumator (relația 7.48):

$$\beta_{tr} = \frac{138\,984}{4\,090\,000} = 0{,}034 \text{ lei/kWh.}$$

Costul energiei la consumatori este în acest caz:.

$$\beta_c = 0{,}30 + 0{,}034 = 0{,}334 \text{ lei/kWh.}$$

Capitolul 8

CRITERII TEHNICO-ECONOMICE PENTRU ALEGEREA SECȚIUNII CONDUCTOARELOR LINIILOR ELECTRICE

Secțiunea conductoarelor electrice se alege ținînd seama de încărcarea acestora în regim normal de funcționare. În condiții de scurtcircuit ele sînt protejate de aparate, care izolează defectul în timpi foarte scurți (0,1—0,2 s) și de aceea se fac numai anumite verificări de funcționare a acestora (de exemplu, la stabilitatea termică).

Pentru alegerea secțiunilor se va ține seama de anumite criterii, care impun ca:

a. încălzirea conductoarelor în regim permanent să nu depășească temperatura limită admisibilă (criteriul încălzirii admisibile); dacă nu se respectă condiția de încălzire au loc solicitări termice care conduc la deteriorarea conductoarelor și a izolației acestora;

b. căderea de tensiune să nu depășească valorile admisibile (criteriul căderii de tensiune) — corespunzătoare fiecărui tip de linie — de transport, de distribuție etc.; dacă nu se respectă această condiție funcționarea consumatorilor se înrăutățește;

c. pierderea de putere sau de energie în conductoare să se mențină în anumite limite impuse de calculele economice (criteriul economic); dacă nu se respectă această condiție costul energiei electrice livrate consumatorilor crește.

Trebuie menționat însă că nu este necesar să se facă calculul folosind simultan cele trei criterii, deoarece se poate aprecia de la început care este condiția cea mai grea. În acest sens, se pot da următoarele indicații:

— pentru liniile de joasă și de medie tensiune cu o întindere relativ redusă, secțiunea conductoarelor va fi aleasă ținînd seama că cea mai grea condiție este dată de încălzirea conductoarelor; în acest caz însă este necesar să se facă și o verificare a pierderilor de tensiune;

— pentru liniile de joasă și de medie tensiune relativ întinse, secțiunea conductoarelor va fi aleasă ținînd seama că cea mai grea condiție este dată de necesitatea limitării pierderilor de tensiune la valorile admisibile. Ele vor fi verificate însă la încălzire;

— pentru liniile de înaltă tensiune (liniile de transport) secțiunea conductoarelor va fi aleasă ținînd seama de limitarea pierderilor de energie electrică. Cu ajutorul unui calcul tehnico-economic se va stabili secțiunea economică a conductoarelor, luînd în considerație costul acestora și al pierderilor de energie.

8.1. Alegerea secțiunii conductoarelor pe baza încălzirii admisibile

Alegerea secțiunii conductoarelor pe baza încălzirii admisibile se simplifică mult, dacă se utilizează tabele cu intensitățile admisibile de curent, calculate sau măsurate, ținînd seama de temperatura limită de încălzire, de caracteristicile fizice și de dimensiunile geometrice ale acestora. Pentru o alegere corectă a secțiunilor este necesar ca curentul de exploatare să fie totdeauna mai mic sau cel mult egal cu curentul admisibil, adică:

$$I_e \leqslant I'_{adm}. \tag{8.1}$$

Dacă în timpul exploatării intensitatea curentului depășește intensitatea admisibilă, atunci se efectuează întreruperea circuitului respectiv, fie cu ajutorul siguranțelor, fie cu ajutorul întreruptoarelor automate, prevăzute cu relee maximale de curent sau cu relee termice. De aceea, alegerea secțiunii conductoarelor pe baza curenților admisibili, trebuie să se facă în directă legătură cu alegerea siguranțelor de protecție.

8.1.1. **Siguranțe fuzibile.** Costul scăzut și simplitatea constructivă și de exploatare a siguranțelor fuzibile, fac ca acestea să fie cele mai utilizate aparate pentru protecția liniilor împotriva curenților de suprasarcină si de scurtcircuit. Atunci cînd încărcarea conductorului crește peste limita admisibilă pentru care este calculat fuzibilul siguranței, aceasta se încălzește puternic și se topește separînd sectorul supraîncărcat al rețelei de sursa de energie. Cu cît intensitatea curentului este mai mare, cu atît topirea fuzibilului se face mai rapid. Restabilirea funcționării liniei după eliminarea cauzei care a determinat supraîncărcarea sa se face prin montarea unui nou fuzibil în corpul siguranței.

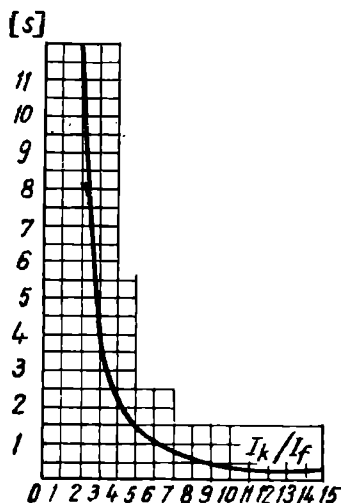


Fig. 8.1. Caracteristica amper-secundă a unei siguranțe fuzibile.

O siguranță fuzibilă se caracterizează prin doi curenți nominali, și anume: curentul nominal al corpului acesteia și curentul nominal al fuzibilelor. Într-un corp de siguranță cu un anumit curent nominal se pot monta unul sau mai multe fuzibile cu curenți nominali egali sau diferiți.

Materialele din care sînt confecționate fuzibilele determină caracteristicile de funcționare a siguranțelor.

Astfel, fuzibilele din plumb sau zinc au o inerție termică mare, adică la trecerea curenților de suprasarcină sau de scurtcircuit ele se topesc relativ lent. Dimpotrivă, cele din cupru sau argint au o inerție termică mică, adică la trecerea curenților de suprasarcină sau de scurtcircuit se topesc relativ repede.

Relația dintre timpii de topire și raportul dintre curentul de topire I_k și curentul nominal al fuzibilelor I_f, determină caracteristica amper-secundă a acestora. În figura 8.1 este

dată o astfel de caracteristică pentru siguranțele cu inerție termică mică, din care se observă că cu cît raportul I_k/I_f este mai mare, cu atît fuzibilul se topește într-un timp mai scurt.

În condiții obișnuite de funcționare a fuzibilelor există o diferență între timpul de topire indicat de caracteristică și cel real. Acest lucru se datorește faptului că siguranțele fuzibile sînt supuse unei acțiuni de îmbătrînire rapidă, ca urmare a temperaturilor înalte, a oxidărilor contactelor, a vibrațiilor etc. De aceea, este posibil ca fuzibilul să se topească și la parcurgerea sa de către curentul nominal după un interval de timp suficient de îndelungat. Dealtfel, chiar simpla oxidare a fuzibilului duce la micșorarea secțiunii acestuia, deci la topirea sa la curenți mai apropiați de cei nominali.

Ținînd seama de această îmbătrînire a fuzibilului siguranței se recomandă ca curentul nominal al acestuia să se aleagă puțin mai mare decît curentul de exploatare al circuitului protejat, pentru a nu avea întreruperi dese în funcționare.

În cazul șocurilor de scurtă durată fuzibilele pot suporta curenți mult mai mari decît I_f, ceea ce este foarte important, deoarece la alegerea siguranțelor trebuie să se țină seama de condițiile de pornire a motoarelor electrice. Dacă ele nu ar avea această proprietate, s-ar putea topi, întrerupînd alimentarea motoarelor și nepermițînd pornirea lor. Pentru a evita aceste situații siguranțele fuzibile se vor alege respectînd următoarele condiții:

a. Fuzibilul siguranței trebuie să se topească înainte ca temperatura conductorului să atingă valoarea limită. În acest scop este necesar ca:

$$I_f < I'_{adm}. \tag{8.2}$$

b. Fuzibilul siguranței nu trebuie să se topească la trecerea curentului nominal de exploatare, adică:

$$I_f > I_e. \tag{8.3}$$

c. Pentru conductoare cu sarcină variabilă, la racordarea cărora apar curenți de pornire ce îi depășesc mult pe cei nominali (de exemplu, în cazul pornirii motoarelor asincrone), spre a se evita deconectarea la suprasarcini de scurtă durată, siguranța fuzibilă trebuie să îndeplinească și a treia condiție:

$$I_f \geqslant \frac{I_{max}}{\alpha}. \tag{8.4}$$

În această relație curentul I_{max} din circuit poate fi determinat:

— pentru derivații ce duc către consumatori izolați, prin cea mai mare intensitate a curentului de pornire sau cea mai mare intensitate a curentului de sarcină al consumatorului;

— pentru circuitul care alimentează n consumatori, prin relația:

$$I_{max} = m\sum_{1}^{n-1} I_k + I_{porn}, \tag{8.5}$$

în care:

m reprezintă coeficientul de simultaneitate, prin care se ține seama că nu toți consumatorii (motoarele) sînt conectați simultan la rețea și sînt încărcați simultan la plină sarcină;

$\sum_{1}^{n-1} I_k$ — suma curenților maximi de exploatare ai tuturor consumatorilor (motoare, lămpi), cu excepția motorului cu cel mai mare curent de pornire.

Coeficientul α din relația (8.4) are valori diferite, după caracteristicile motoarelor asincrone conectate în circuitul respectiv. Astfel:

$\alpha = 2{,}5$ pentru derivațiile care alimentează motoare cu condiții normale de pornire, adică cu porniri rare și de scurtă durată, de 5—10 s;

$\alpha = 1{,}6 - 2$ pentru derivațiile care alimentează motoare cu condiții grele de pornire, adică cu porniri dese și de durată lungă, pînă la 40 s.

Din figura 8.1 se observă că dacă curentul de pornire $I_p \leqslant 2{,}5\ I_f$, fuzibilul nu se va topi decît după un timp de circa 8 s, ceea ce practic este suficient, pentru cazul pornirilor normale ale motoarelor asincrone. Dacă $I_p \leqslant (1{,}6-2)\ I_f$ conform aceleiași figuri, fuzibilul rezistă timpi mult mai mari, care depășesc 40 s. Deci el este ales acoperitor chiar pentru cele mai grele condiții de pornire.

Pentru siguranțele cu inerție termică mare, coeficientul α se determină din caracteristicile lor și, de obicei, nu este necesară verificarea condiției (8.4), deoarece siguranțele acestea alese în funcție de curentul de exploatare, nu se topesc nici chiar în cazul curenților de pornire ai motoarelor cu rotorul în scurtcircuit.

Protecția liniilor și rețelelor prin siguranțe fuzibile trebuie să fie *selectivă*, adică ea să realizeze deconectarea exclusivă a porțiunii avariate. Pentru asigurarea funcționării selective, fuzibilele fiecărei trepte următoare de la consumator către sursa de energie electrică trebuie să fie alese după scara curenților nominali, cel puțin cu o treaptă mai sus decît fuzibilul anterior. Scara normalizată a curenților nominali ai fuzibilelor siguranțelor, pentru consumatori alimentați la tensiunile de 250—500 V, este: 6; 10; 16; 20; 25; 31,5; 63; 80; 100; 125; 160; 200; 250; 315; 400; 500; 630; 700; 800 și 1 000 A.

8.1.2. Alegerea siguranțelor și a secțiunii conductoarelor pe derivațiile cu motoare electrice. Pentru alegerea siguranțelor trebuie cunoscuți curenții de sarcină sau de exploatare ai motoarelor și curenții lor de pornire.

Curentul de exploatare al unui motor se determină cu relația:

$$I_e = \frac{\beta \cdot P_n \cdot 1\,000}{\eta \sqrt{3} U_n \cos\varphi}\ [\mathrm{A}], \tag{8.6}$$

în care:

P_n reprezintă puterea nominală a motorului, în kW;
U_n — tensiunea nominală a motorului, în V;
β — coeficientul de sarcină al motorului determinat de gradul lui de încărcare, adică de raportul dintre puterea necesară mașinii de lucru acționată de motor și puterea nominală a acestuia. Cînd $\beta = 1$, rezultă $I_e = I_n$, I_n fiind curentul nominal al motorului;
η — randamentul motorului;
$\cos\varphi$ — factorul de putere al motorului, corespunzător sarcinii respective.

Curenții de pornire depind de tipul motorului. Astfel, pentru motoarele asincrone cu rotorul în scurtcircuit, curentul de pornire este de (5—7) I_n, iar pentru motoarele asincrone cu inele colectoare, care sînt pornite prin reostat, de (2—2,5) I_n.

Condițiile de pornire (grele sau ușoare) sînt determinate de tipul motorului și de mecanismul sau mașina de lucru acționate.

Pentru alegerea siguranței fuzibile trebuie satisfăcute condițiile:
— în cazul funcționării normale:

$$I_f \geqslant I_e;$$

— în condiții de pornire:

$$I_f \geqslant \frac{I_p}{2,5} \quad \text{sau} \quad I_f \geqslant \frac{I_p}{1,6 - 2},$$

după cum pornirea este obișnuită sau grea. Dintre cele două valori astfel determinate, pentru curentul nominal al siguranței se va alege valoarea cea mai mare, care se va rotunji pînă la valoarea standardizată superioară.

Pentru alegerea secțiunii conductorului se stabilește curentul admisibil, în două condiții:

$$I'_{adm} \geqslant I_e \quad \text{și} \quad I'_{adm} \geqslant \psi I_f,$$

în care ψ reprezintă un coeficient ales în funcție de destinația rețelei și de modul de execuție a acesteia. De exemplu, pentru locuințe, localuri publice, birouri ale întreprinderilor și pentru rețele de forță și lumină executate cu conductoare în tuburi sau pe suporți izolanți: $\psi = 1,25$; pentru rețele cu aceeași destinație executate în cabluri, $\psi = 1$; pentru rețele de forță ale întreprinderilor industriale, cu linii principale în tuburi, $\psi = 0,66$, iar pentru cele executate pe suporți izolanți, $\psi = 0,85$; pentru rețele de forță ale întreprinderilor cu linii principale executate în cabluri subterane, $\psi = 0,66$, iar pentru derivații spre consumatori, pe suporți izolanți, $\psi = 0,85$; pentru rețele de forță cu regim de funcționare intermitent, indiferent de felul instalării, $\psi = 0,5$; pentru rețele de iluminat ale întreprinderilor industriale, $\psi = 1$; pentru încăperi cu pericol de explozie, $\psi = 1,25$ — pentru conductoare aeriene și $\psi = 1$ — pentru cabluri.

Pentru conductoare se va alege secțiunea cea mai mare rezultată din cele două condiții.

8.1.3. Alegerea siguranțelor și a secțiunii conductoarelor pe liniile principale și pe racordurile dintre tablouri. În acest caz curentul de exploatare al circuitului se calculează cu relația:

$$I_{e_t} = m \sum_{1}^{n} I_e,$$

în care:

$\sum_{1}^{n} I_e$ reprezintă suma curenților de sarcină ai tuturor motoarelor sau ai altor consumatori instalați după siguranța respectivă;

m — coeficientul de simultaneitate, care ține seama că nu toți consumatorii sînt conectați simultan la rețea.

Pentru siguranța respectivă curentul maxim se determină cu relația (8.5). Cunoscînd curentul de exploatare și cel maxim, curentul nominal al siguranței se poate determina cu ajutorul relației (8.4) ținînd seama de condițiile de funcționare ale instalației.

La alegerea valorilor standardizate se va ține seama de necesitatea alegerii unei protecții selective a rețelei.

8.2. Alegerea secțiunii conductoarelor pe baza pierderilor de tensiune

Valoarea pierderilor de tensiune în rețelele electrice corespunde anumitor limite indicate în capitolul 5, care sînt funcție de tipul rețelei. Secțiunea conductoarelor se va determina pe baza criteriului pierderilor de tensiune punînd condiția ca aceasta să fie cel mult egală cu pierderea de tensiune admisibilă, adică:

$$\Delta U \leqslant \Delta U_a. \tag{8.7}$$

În afara acestei condiții, la determinarea secțiunii conductoarelor trebuie să se țină seama de una din următoarele ipoteze de calcul:

— ipoteza secțiunii constante a conductoarelor în toate tronsoanele liniei calculate;

— ipoteza densității de curent constante în toate tronsoanele liniei calculate;

— ipoteza care cere ca volumul de material conductor introdus la construcția liniei să fie minim.

8.2.1. Determinarea secțiunii conductoarelor în ipoteza secțiunii constante. Această ipoteză este utilizată în mod curent în practică și ea pornește de la relațiile care exprimă pierderea de tensiune într-o rețea, indicate în capitolul 5. Dacă se notează cu ΔU_a pierderea admisibilă de tensiune indicată de norme, se ține seama de relațiile (5.15) sau (5.16) și se consideră influența reactanței neglijabilă, pentru rețelele de joasă tensiune de curent alternativ se determină că:

$$s = \sqrt{3}\,\rho \sum_1^n \frac{I_{ka} \cdot l_k}{\Delta U_a} = \sqrt{3}\rho \sum_1^n \frac{i_{ka} \cdot L_k}{\Delta U_a} \tag{8.8}$$

sau:

$$s = \rho \sum_1^n \frac{P_k \cdot l_k}{\Delta U_a \cdot U_n} = \rho \sum_1^n \frac{p_k \cdot L_k}{\Delta U_a \cdot U_n}. \tag{8.9}$$

Cînd influența reactanței nu este neglijabilă în aprecierea pierderii de tensiune (care se identifică cu componenta longitudinală a căderii de tensiune), atunci condiția (8.7) se scrie sub forma:

$$\Delta U_a \geqslant \Delta U = \Delta U_{ac} + \Delta U_r, \tag{8.10}$$

în care:

ΔU_{ac} reprezintă componenta activă a pierderii de tensiune;
ΔU_r — componenta reactivă a pierderii de tensiune.

Ținînd seama că pentru rețelele de joasă tensiune reactanța specifică medie este $X_0 = 0{,}35\,\Omega/\text{km}$ și că practic nu variază cu secțiunea conductoarelor, componenta reactivă a pierderii de tensiune se poate considera cunoscută, astfel încît:

$$\Delta U_{ac} \leqslant \Delta U_a - \Delta U_r. \tag{8.11}$$

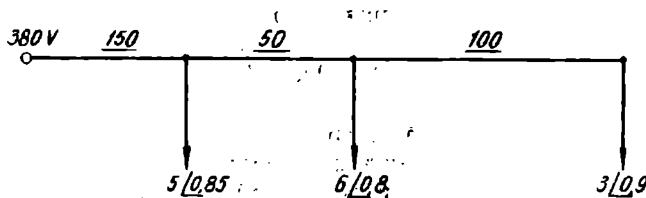


Fig. 8.2. Schema rețelei corespunzătoare aplicației 8.1.

Secțiunea conductoarelor poate fi exprimată în funcție de condiția (8.11), prin relațiile (8.8) sau (8.9) în care se introduce mărimea ΔU_{ac} în locul mărimii ΔU_a.

În cazul rețelelor de curent continuu sau al rețelelor monofazate de curent alternativ, expresiile (8.8) și (8.9) devin *:

$$s = 2\rho \sum_1^n \frac{I_k \cdot l_k}{\Delta U_a} = 2\rho \sum_1^n \frac{i_k \cdot L_k}{\Delta U_a} \tag{8.12}$$

sau:

$$s = 2\rho \sum_1^n \frac{P_k \cdot l_k}{\Delta U_a \cdot U_n} = 2\rho \sum_1^n \frac{p_k \cdot L_k}{\Delta U_a \cdot U_n}. \tag{8.13}$$

Aplicația 8.1. Se dă rețeaua de curent alternativ din figura 8.2 alimentată la tensiunea de 380 V. Sarcinile rețelei sînt date în kW, iar lungimile în m (cifrele subliniate pe figură). Considerînd că tronsoanele rețelei sînt formate din conductoare de aluminiu $\left(\rho = \frac{1}{32}\ \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}\right)$ cu aceeași secțiune, să se determine secțiunea conductoarelor astfel încît pierderea admisibilă de tensiune pînă la ultimul consumator să nu depășească 5% din tensiunea nominală.

REZOLVARE

Se calculează pierderea de tensiune activă ΔU_{ac}, legată numai de rezistența rețelei, folosind relația (8.11) în care se vor introduce: $X_0 = 0{,}35\,\Omega/\text{km}$; $\Delta U_a = \frac{5 \cdot 380}{100} = 19$ V;

$$q_1 = p_1 \operatorname{tg} \varphi_1 = 5 \cdot 0{,}625 = 3{,}13 \text{ kvar};$$

$$q_2 = p_2 \operatorname{tg} \varphi_2 = 6 \cdot 0{,}75 = 4{,}5 \text{ kvar};$$

$$q_3 = p_3 \operatorname{tg} \varphi_3 = 3 \cdot 0{,}488 = 1{,}464 \text{ kvar}.$$

Cu aceste date rezultă:

$$\Delta U_r = \frac{0{,}35}{380}(3{,}13 \cdot 150 + 4{,}5 \cdot 200 + 1{,}46 \cdot 300) = 1{,}67 \text{ V}$$

și:

$$\Delta U_{ac} = 19 - 1{,}67 = 17{,}33 \text{ V}.$$

* S-a considerat că rețeaua de curent alternativ alimentează numai consumatori ohmici.

Folosind relația (8.9), se determină secțiunea conductoarelor:

$$s = \frac{10^3}{32 \cdot 17,33 \cdot 380}(5 \cdot 150 + 6 \cdot 200 + 3 \cdot 300) = 13,6 \text{ mm}^2.$$

Se alege secțiunea standardizată imediat superioară, adică $s_{a1} = 16 \text{ mm}^2$. Din tabel rezultă următoarele caracteristici ale conductorului: $r_0 = 1,887\,\Omega/\text{km}$ și $X_0 = 0,356\,\Omega/\text{km}$ (s-a considerat distanța medie dintre conductoare egală cu 600 mm).

Cu aceste date se calculează pierderea reală de tensiune, folosind relația (5.16):

$$\Delta U = \frac{1,887}{380}(5 \cdot 150 + 6 \cdot 200 + 3 \cdot 300) + \frac{0,356}{380}(3,13 \cdot 150 +$$

$$+ 4,5 \cdot 200 + 1,464 \cdot 300) = 16,2 \text{ V} < \Delta U_a = 19 \text{ V}$$

sau procentual:

$$\Delta u = \frac{16,2 \cdot 100}{380} = 4,25\% < 5\%.$$

Rezultatele obținute arată că valoarea termenului $\dfrac{X_0 \sum_1^n L_k q_k}{U_n}$ din relația (5.16) este mică în comparație cu valoarea termenului $\dfrac{r_0 \sum_1^n L_k p_k}{U_n}$.

De aceea, pentru simplificarea calculelor se poate neglija primul termen în unele cazuri de linii de joasă tensiune, și anume:

— pentru liniile aeriene cu conductoare cu secțiuni mai mici decît 10 mm²;

— pentru liniile în cablu trifazat cu secțiunile vinelor mai mici decît 50 mm².

În cazul liniilor cu secțiuni mai mari decît cele menționate, termenul pierderii de tensiune legat de reactanță poate deveni comparabil cu cel legat de rezistență, ca urmare a faptului că rezistența specifică se micșorează.

8.2.2. Determinarea secțiunii conductoarelor în ipoteza densității constante de curent. În acest caz, secțiunile tronsoanelor liniei sînt diferite. Condiția de a avea aceeași densitate de curent în toate tronsoanele se exprimă prin relația:

$$\delta_0 = \frac{I_1}{s_1} = \frac{I_2}{s_2} = \cdots = \frac{I_n}{s_n}, \tag{8.14}$$

în care:

$I_1, I_2, \ldots, I_n$ reprezintă curenții de linie din fiecare tronson;

$s_1, s_2, \ldots, s_n$ — secțiunile tronsoanelor.

Pentru linia de curent continuu (sau curent alternativ monofazat), ținînd seama de relațiile (8.12) sau (8.13), se poate scrie că:

$$\frac{\Delta U_a}{2} = \rho \sum_1^n l_k \frac{I_k}{s_k} = \rho \delta_0 \sum_1^n l_k \tag{8.15}$$

sau:

$$\delta_0 = \frac{\Delta U_a}{2\rho \sum_1^n l_k}, \tag{8.16}$$

iar relația generală de calcul a secțiunii este:

$$s_k = \frac{I_k}{\delta_0} = \frac{2\rho I_k}{\Delta U_a} \sum_1^n l_k. \tag{8.17}$$

Pentru linia trifazată de curent alternativ, procedînd în mod analog și ținînd seama de relațiile (8.8) sau (8.9) rezultă:

$$\Delta U_{ac} = \sqrt{3} \sum_1^n \rho l_k \cdot \frac{I_k}{s_k} \cos \varphi_k = \sqrt{3} \rho \delta_0 \sum_1^n l_k \cdot \cos \varphi_k, \tag{8.18}$$

de unde reiese secțiunea conductoarelor dintr-un tronson oarecare:

$$s_k = \frac{\sqrt{3} \rho I_k}{\Delta U_{ac}} \cdot \sum_1^n l_k \cdot \cos \varphi_k. \tag{8.19}$$

8.2.3. **Determinarea secțiunii conductoarelor în ipoteza minimului de material.** Se ia ca exemplu rețeaua cu trei sarcini dată în figura 8.3 pentru care se calculează secțiunile tronsoanelor liniei, astfel încît volumul de material conductor să fie minim. Admițînd pierderile active de tensiune cunoscute, ΔU_{ac_1}, ΔU_{ac_2} și ΔU_{ac_3}, pe cele trei tronsoane și considerînd că conductoarele sînt confecționate din același material conductor, conform relației (8.8) rezultă următoarele secțiuni:

$$s_1 = \sqrt{3} \rho \frac{I_{a_1} \cdot l_1}{\Delta U_{ac_1}}; \quad s_2 = \sqrt{3} \rho \frac{I_{a_2} \cdot l_2}{\Delta U_{ac_2}}; \quad s_3 = \sqrt{3} \rho \frac{I_{a_3} \cdot l_3}{(\Delta U_{ac} - \Delta U_{ac_1} - \Delta U_{ac_2})}, \tag{8.20}$$

în care ΔU_{ac} reprezintă pierderea activă totală de tensiune rezultată din ecuația (8.11). În același mod se pot deduce secțiunile tronsoanelor cu ajutorul relației (8.19), în care sînt introduse puterile active pe fiecare tronson.

Volumul de material conductor este:

$$V = 3(l_1 \cdot s_1 + l_2 \cdot s_2 + l_3 \cdot s_3) = 3\sqrt{3} \rho \left(\frac{I_{a_1} \cdot l_1^2}{\Delta U_{ac_1}} + \frac{I_{a_2} \cdot l_2^2}{\Delta U_{ac_2}} + \right.$$
$$\left. + \frac{I_{a_3} \cdot l_3^2}{\Delta U_{ac} - \Delta U_{ac_1} - \Delta U_{ac_2}} \right) = f(\Delta U_{ac_1}, \Delta U_{ac_2}). \tag{8.21}$$

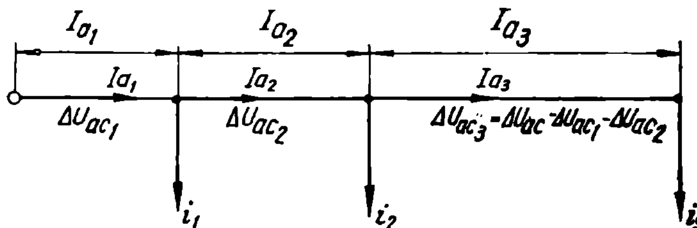


Fig. 8.3. Schema rețelei pentru determinarea secțiunii în ipoteza minimului de material.

Se observă că volumul de material depinde de pierderile active de tensiune care sînt variabile. Minimul funcției (8.21) se determină efectuînd derivatele parțiale în raport cu fiecare variabilă și egalîndu-le cu zero:

$$
\begin{aligned}
\frac{\partial V}{\partial(\Delta U_{ac_1})} &= 3\sqrt{3}\cdot\rho\left(-\frac{I_{a_1}\cdot l_1^2}{(\Delta U_{ac_1})^2}+\frac{I_{a_3}\cdot l_3^2}{(\Delta U_{ac}-\Delta U_{ac_1}-\Delta U_{ac_2})^2}\right)=0;\\
\frac{\partial V}{\partial(\Delta U_{ac_2})} &= 3\sqrt{3}\cdot\rho\left(-\frac{I_{a_2}\cdot l_2^2}{(\Delta U_{ac_2})^2}+\frac{I_{a_3}\cdot l_3^2}{(\Delta U_{ac}-\Delta U_{ac_1}-\Delta U_{ac_2})^2}\right)=0,
\end{aligned}
\tag{8.22}
$$

de unde rezultă că:

$$
\frac{I_{a_1}\cdot l_1^2}{(\Delta U_{ac_1})^2}=\frac{I_{a_2}\cdot l_2^2}{(\Delta U_{ac_2})^2}=\frac{I_{a_3}\cdot l_3^2}{(\Delta U_{ac}-\Delta U_{ac_1}-\Delta U_{ac_2})^2}. \tag{8.23}
$$

Dacă se ține seama de expresiile pierderilor active de tensiune:

$$
U_{ac_1}=\sqrt{3}\rho\frac{I_{a_1}\cdot l_1}{s_1}; \qquad \Delta U_{ac_2}=\sqrt{3}\rho\frac{I_{a_2}\cdot l_2}{s_2};
$$

$$
\Delta U_{ac_3}=\Delta U_{ac}-\Delta U_{ac_1}-\Delta U_{ac_2}=\sqrt{3}\rho\frac{I_{a_3}\cdot l_3}{s_3},
$$

atunci ecuațiile (8.23) se pot pune sub forma:

$$
\frac{s_1^2}{I_{a_1}}=\frac{s_2^2}{I_{a_2}}=\frac{s_3^2}{I_{a_3}}. \tag{8.24}
$$

Secțiunea unui tronson de rețea se poate exprima în funcție de secțiunile și de curenții de circulație din alte tronsoane. Considerînd tronsonul *3* ca tronson de referință se poate scrie că:

$$
s_1=s_3\sqrt{\frac{I_{a_1}}{I_{a_3}}} \quad \text{și} \quad s_2=s_3\sqrt{\frac{I_{a_2}}{I_{a_3}}}. \tag{8.25}
$$

Ținînd seama de expresia pierderii active de tensiune care reprezintă o mărime cunoscută, se poate determina secțiunea de referință, adică:

$$
\begin{aligned}
\Delta U_{ac} &= \sum_1^3 U_{ac_k}=\sqrt{3}\rho\left(\frac{I_{a_1}\cdot l_1}{s_1}+\frac{I_{a_2}\cdot l_2}{s_2}+\frac{I_{a_3}\cdot l_3}{s_3}\right)=\\
&=\sqrt{3}\rho\left(\frac{I_{a_1}\cdot l_1}{s_3\sqrt{\frac{I_{a_1}}{I_{a_3}}}}+\frac{I_{a_2}\cdot l_2}{s_3\sqrt{\frac{I_{a_2}}{I_{a_3}}}}+\frac{I_{a_3}\cdot l_3}{s_3}\right)=\frac{\sqrt{3}\rho\sqrt{I_{a_3}}}{s_3}\sum_1^3\sqrt{I_{a_k}}\cdot l_k,
\end{aligned}
\tag{8.26}
$$

de unde reiese că:

$$
s_3=\frac{\sqrt{3}\rho\sqrt{I_{a_3}}}{\Delta U_{ac}}\sum_1^3\sqrt{I_{a_k}}\cdot l_k. \tag{8.27}
$$

Celelalte două secțiuni se calculează cu relația (8.25).

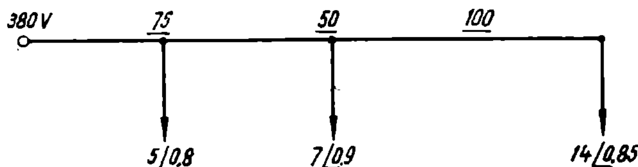


Fig. 8.4. Rețea corespunzătoare aplicației 8.2.

În cazul cînd rețeaua are n sarcini, alegînd ca secțiune de referință secțiunea tronsonului n, se deduce că:

$$s_n = \frac{\sqrt{3}\rho\sqrt{I_{a_n}}}{\Delta U_{ac}}\sum_1^n \sqrt{I_{a_k}}\cdot l_k \tag{8.28}$$

și:

$$s_k = s_n\sqrt{\frac{I_{a_k}}{I_{a_n}}} \quad (k \neq n). \tag{8.29}$$

În cazul cînd sarcinile sînt exprimate prin puteri, expresiile (8.28) și (8.29) devin:

$$s_n = \frac{\rho\sqrt{P_n}}{U_n\cdot\Delta U_{ac}}\sum_1^n l_k\sqrt{P_k} \tag{8.30}$$

și:

$$s_1 = s_n\sqrt{\frac{P_1}{P_n}}; \quad s_2 = s_n\sqrt{\frac{P_2}{P_n}}; \quad s_k = s_n\sqrt{\frac{P_k}{P_n}}. \tag{8.31}$$

Relațiile care exprimă valoarea secțiunilor se pot scrie și sub formă simplificată:

$$s_n = k_1\sqrt{I_{a_n}} = k_2\sqrt{P_n}, \tag{8.32}$$

în care factorii k_1 și k_2, care au valori constante, sînt exprimați prin relațiile:

$$k_1 = \frac{\sqrt{3}\rho}{\Delta U_{ac}}\sum_1^n l_k\cdot\sqrt{I_{a_k}} \quad \text{și} \quad k_2 = \frac{\rho}{U_n\cdot\Delta U_{ac}}\sum_1^n l_k\cdot\sqrt{P_k}.$$

Aplicația 8.2. Se consideră rețeaua dată în figura 8.4, alimentată la 380 V, în care sarcinile sînt date în kW, iar lungimile sînt date în m. Să se dimensioneze conductoarele rețelei, folosind metoda minimului de material și știind că pierderea procentuală admisibilă de tensiune este de 5%. Materialul conductor se alege cuprul.

REZOLVARE

Se consideră reactanța specifică a rețelei egală cu 0,35 Ω/km și sarcinile reactive:

$$q_1 = 5\cdot 0{,}75 = 3{,}75 \text{ kvar}; \quad q_2 = 7\cdot 0{,}488 \approx 3{,}42 \text{ kvar};$$

$$q_3 = 14\cdot 0{,}625 = 8{,}75 \text{ kvar}.$$

Se determină pierderea de tensiune legată de reactanțele rețelei și se obține:

$$\Delta U_r = \frac{0{,}35}{380}(3{,}75 \cdot 75 + 3{,}42 \cdot 125 + 8{,}75 \cdot 225) \approx 2{,}5 \text{ V}.$$

Rezultă:

$$\Delta U_{ac} = \Delta U_a - \Delta U_r = 19 - 2{,}5 = 16{,}5 \text{ V}.$$

Secțiunea conductoarelor se determină cu relația (8.32), în care:

$$k_2 = \frac{75 \cdot \sqrt{26\,000} + 50\sqrt{21\,000} + 100\sqrt{14\,000}}{56\,380 \cdot 16{,}5} = 0{,}089.$$

Rezultă:

$$s_1 = 0{,}089\sqrt{P_1} = 0{,}089\sqrt{26\,000} = 14{,}3 \text{ mm}^2;$$

$$s_2 = 0{,}089\sqrt{P_2} = 0{,}089\sqrt{21\,000} = 12{,}9 \text{ mm}^2;$$

$$s_3 = 0{,}089\sqrt{P_3} = 0{,}089\sqrt{14\,000} = 10{,}6 \text{ mm}^2.$$

Se aleg secțiunile normalizate:

$$s_1 = 16 \text{ mm}^2; \quad s_2 = 10 \text{ mm}^2; \quad s_3 = 10 \text{ mm}^2.$$

8.3. Determinarea secțiunii economice a conductoarelor

În cazul rețelelor de înaltă tensiune secțiunea conductoarelor nu se alege nici pe baza pierderilor de tensiune, nici pe baza încălzirii admisibile. Reducerea pierderilor de tensiune nu se poate realiza printr-o alegere convenabilă a secțiunii, deoarece în rețelele de înaltă tensiune rolul principal în privința pierderilor de tensiune îl au reactanțele, nu rezistențele. O alegere a secțiunii în funcție de încălzirea admisibilă nu este rațională, deoarece prezintă dezavantaje din punct de vedere economic, datorită pierderilor mari de energie.

Dacă însă se cumulează cele două criterii, atunci este necesară alegerea celei mai mari secțiuni, care asigură o funcționare admisibilă din punct de vedere tehnic, dar care nu indică date asupra eficienței economice a unei astfel de alegeri.

Într-adevăr, construirea unei linii cu conductoare cu o anumită secțiune, implică un consum de materiale, deci o investiție. În același timp, trecerea pe linie a unui curent de sarcină determină anumite cheltuieli legate de pierderile de energie în conductoare.

Dacă secțiunea aleasă este mai mare — alegerea unei secțiuni mai mici nu este posibilă din cauza condițiilor tehnice impuse — va rezulta o creștere a investițiilor și o reducere a cheltuielilor legate de pierderile de energie. Pentru stabilirea unei corelații optime au fost propuse metode de calcul, cu ajutorul cărora să se găsească soluții avantajoase din punct de vedere economic.

8.3.1. Metoda densității economice de curent. Această metodă constă în stabilirea unor valori economice ale densităților de curent, diferențiate în funcție de materialul conductor și de timpul de utilizare a puterii maxime T.

Investiția unui km de linie de înaltă tensiune poate fi exprimată sub forma:

$$I = a + bs + 3RI_{max}^2 \cdot c = a + bs + 3\rho \frac{I_{max}^2 \cdot c}{s \cdot l \cdot 1\,000} \left[\frac{\text{lei}}{\text{km}}\right], \tag{8.33}$$

în care:

a reprezintă cota-parte din investiție, care nu depinde de secțiunea conductorului, în $\left[\frac{\text{lei}}{\text{km}}\right]$;

b — cota-parte din investiție corespunzătoare materialului conductor, în $\left[\frac{\text{lei}}{\text{mm}^2 \cdot \text{km}}\right]$;

s — secțiunea conductorului, în mm^2;

$3RI_{max}^2c$ — costul puterii suplimentare instalată în centralele electrice pentru acoperirea pierderii maxime din linii, în $\left[\frac{\text{lei}}{\text{km}}\right]$;

c — costul de instalare a 1 kW putere suplimentară.

Cheltuielile anuale de exploatare pe 1 km de linie sînt:

$$C_a = (a + bs) \frac{p}{100} + 3I_{max}^2 \frac{\rho \cdot c}{l \cdot s \cdot 1\,000} \cdot \frac{p_s}{100} + 3I_{max}^2 \frac{\rho \cdot \tau}{l \cdot s \cdot 1\,000} p_c \left[\frac{\text{lei}}{\text{km} \cdot \text{an}}\right], \tag{8.34}$$

unde:

$p = p_a + p_r$ reprezintă cota anuală pentru amortizarea și repararea liniei;

p_s — cota anuală pentru amortizarea și repararea puterii suplimentare a centralelor electrice;

p_c — componenta de combustibil a prețului de cost a energiei;

τ — numărul de ore al pierderilor maxime.

Trebuie considerată ca economic corespunzătoare o secțiune s_{ec} a conductoarelor, pentru care durata de amortizare T_a convențional stabilită a cheltuielilor totale este minimă.

Aceste cheltuieli sînt:

$$C = I + C_a \cdot T_a, \tag{8.35}$$

în care I și C_a au valorile exprimate prin relațiile (8.33) și (8.34).

Condiția de minimum a cheltuielilor totale se determină fie grafic, fie analitic.

Într-adevăr, conform ecuațiilor (8.33) și (8.34), costul pierderilor de energie variază invers proporțional cu secțiunea, iar costul determinat de amortizarea și repararea liniei variază direct proporțional cu secțiunea, așa cum se arată în figura 8.5. Însumarea acestor cheltuieli, reprezentate prin curbele *1* și *2*, corespunde cheltuielilor anuale de exploatare reprezentate prin curba *3*.

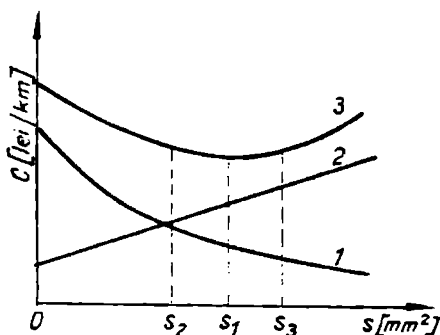


Fig. 8.5. Variația cheltuielilor anuale ale unei linii în funcție de secțiunea conductoarelor:

1 — variația cu secțiunea a cheltuielilor legate de pierderi; *2* — variația cu secțiunea a cheltuielilor legate de amortizarea și repararea liniei; *3* — curba cheltuielilor anuale de exploatare.

Se observă că există o secțiune s_1 pentru care cheltuielile anuale sînt minime; aceasta corespunde secțiunii economice.

O determinare analitică a acestei secțiuni se poate face prin procedeul cunoscut, adică:

$$\frac{dC}{ds} = b - 3I_{max}^2 \frac{\rho \cdot c}{s^2 \cdot l \cdot 1\,000} + \frac{p \cdot b}{100} \cdot T_a - 3I_{max}^2 \frac{\rho \cdot c \cdot T_a}{l \cdot s^2 \cdot 1\,000} \cdot \frac{p_s}{100} - 3I_{max}^2 \frac{\rho \cdot \tau \cdot T_a}{l \cdot s^2 \cdot 1\,000} \cdot p_c = 0,$$

de unde rezultă secțiunea sau densitatea economică de curent:

$$\delta_{ec} = \frac{I_{max}}{s_{ec}} = \sqrt{\frac{b\left(1 + \frac{pT_a}{100}\right) 1\,000}{3\rho\left[1 + T_a\left(\frac{c \cdot p_s}{100} + \tau \cdot p_c\right)\right]}}. \qquad (8.36)$$

Din această relație se constată că densitatea economică de curent este cu atît mai mare, cu cît variază mai mult costul liniei b cu secțiunea, cu cît este mai mare cota anuală de amortizare p și cu cît sînt mai mici rezistivitatea ρ a conductorului, costul unității de putere suplimentară c, cota anuală de amortizare a puterii suplimentare instalate în centrale p_s, numărul de ore al pierderilor maxime τ și componenta de combustibil a costului kilowattorei p_c.

Influența duratei de amortizare T_a este mai greu de stabilit, deoarece aceasta intră atît la numărătorul, cît și la numitorul expresiei (8.36). O analiză amănunțită arată totuși că densitatea economică scade continuu, cu creșterea parametrului T_a.

Rezultatul obținut este destul de general, deoarece alegerea valorilor numerice ale mărimilor b, p, p_s, τ și T_a de care depinde densitatea economică a curentului, constituie o problemă legată de economia țării și de dezvoltarea diferitelor ramuri ale acesteia. Aceste densități sînt recomandate în funcție de materialul conductor și de durata de utilizare a puterii maxime, așa cum se indică informativ în tabela 8.1.

8.3.2. Metoda cheltuielilor de calcul. Această metodă se bazează pe compararea cheltuielilor necesare pentru realizarea și exploatarea unui anumit obiectiv economic în diverse variante posibile și echivalente din punct de vedere tehnic.

În cazul cînd la compararea a două variante tehnic echivalente se constată că atît investițiile I_1, cît și cheltuielile anuale de exploatare C_{a1} ale unei variante sînt mai mari decît valorile corespunzătoare ale celorlalte variante ($I_1 > I_2$ și $C_{a1} > C_{a2}$), se poate trage concluzia că varianta a doua este mai avantajoasă din punct de vedere economic.

Tabela 8.1

Densităţi economice de curent, în A/mm²

Felul liniei	Densitatea economică de curent recomandată pentru curentul maxim la numărul de ore de utilizare a puterii maxime, în A/mm²		
	$T < 3\,000$ h/an	$T = 3\,000 - 5\,000$ h/an	$T > 5\,000$ h/an
Linii aeriene cu conductoare de cupru	3	2,10	1,6
Linii aeriene cu conductoare de oţel-aluminiu	1,8	1,20	0,90
Linii în cablu cu conductoare de cupru	2,75	2,25	2

În general însă, cele două inegalităţi nu au acelaşi sens, astfel încît problema determinării directe a celei mai avantajoase soluţii nu mai poate fi rezolvată, fiind necesare indicaţii suplimentare.

Problema devine mai complicată dacă pentru realizarea obiectivului este necesară o durată determinată şi darea lui în funcţiune se face eşalonat. În acest caz, eşalonarea în timp a cheltuielilor de investiţii sau de exploatare prezintă o mare influenţă asupra creşterii venitului naţional.

Să presupunem ca exemplu două variante tehnic echivalente, dintre care se alege aceea care prevede în primul an o investiţie mai mică decît cealaltă. Diferenţa ΔI_0 poate fi investită în oricare ramură industrială, astfel încît, în urma punerii în funcţiune a obiectivului realizat, în anul următor venitul naţional capătă o creştere ΔV_1. Se numeşte coeficient de eficienţă a investiţiilor, raportul dintre creşterea venitului naţional şi investiţiile care au determinat-o, adică:

$$p_n = \frac{\Delta V_1}{\Delta I_0}. \tag{8.37}$$

Considerînd că întregul surplus al venitului naţional realizat este din nou investit şi că obiectivele respective sînt realizate într-un singur an, în al doilea an se obţine o creştere a venitului naţional:

$$\Delta V_2 = \Delta V_1 + p_n \Delta V_1 = \Delta V_1(1 + p_n) = p_n(1 + p_n)\Delta I_0. \tag{8.38}$$

Procedînd în acelaşi mod, în anul $(n+1)$ va rezulta:

$$\Delta V_{n+1} = \Delta V_n(1 + p_n) = p_n(1 + p_n)^n \Delta I_0. \tag{8.39}$$

Pentru a se obţine aceeaşi creştere a venitului naţional, în anul n ar trebui investită o valoare $\Delta I_n > \Delta I_0$, adică:

$$\Delta I_n = \frac{\Delta V_{n+1}}{p_n} = (1 + p_n)^n \cdot \Delta I_0. \tag{8.40}$$

Această relaţie arată cît de importantă este problema alegerii unei soluţii economice şi ce influenţă poate avea asupra economiei în ansamblu. Ea poate fi extinsă asupra oricărui fel de cheltuieli.

Presupunînd că cele două variante de mai sus, care diferă prin cheltuielile anuale ($C_{a1} < C_{a2}$), cît și prin investiția ($I_1 > I_2$), se realizează în decursul unui an și raportînd diferența investițiilor $\Delta I = I_1 - I_2$ și diferența cheltuielilor anuale de exploatare $\Delta C_a = C_{a2} - C_{a1}$, la un an oarecare n, se poate scrie că:

$$\Delta I_{rap} = (1 + p_n)^n \cdot \Delta I \tag{8.41}$$

și:

$$\Sigma \Delta C_{rap} = \Delta C_a + \Delta C_a(1 + p_n) + \Delta C_a(1 + p_n)^2 + \ldots + \\ + \Delta C_a(1 + p_n)^{n-1} = \Delta C_a[1 + (1 + p_n) + (1 + p_n)^2 + \\ + \ldots + (1 + p_n)^{n-1}] = \frac{\Delta C_a}{p_n}[(1 + p_n)^n - 1]. \tag{8.42}$$

În ultima relație s-a ținut seama că diferența cheltuielilor anuale apare în fiecare an, începînd cu anul punerii în funcțiune.

Variantele comparate vor fi economic echivalente, dacă

$$\Delta I_{rap} = \Sigma \Delta C_{rap}. \tag{8.43}$$

$$\Delta I = \frac{\Delta C_a}{p_n}\left[\frac{(1 + p_n)^n - 1}{(1 + p_n)^n}\right] = \frac{\Delta C_a}{p_n}\left[1 - \frac{1}{(1 + p_n)^n}\right]. \tag{8.44}$$

Dacă variantele se compară pentru un an foarte îndepărtat ($n \to \infty$), atunci relația (8.44) devine:

$$\lim_{n \to \infty} \Delta I = \frac{\Delta C_a}{p_n} \quad \text{sau} \quad \lim_{n \to \infty} \frac{\Delta I}{\Delta C_a} = \frac{1}{p_n} = t_n, \tag{8.45}$$

unde t_n are dimensiunea ani și se numește *termen normat de recuperare a investiției.*

Considerînd cazul de egalitate a variantelor și ținînd seama că $\Delta I = I_1 - I_2$ și $\Delta C_a = C_{a2} - C_{a1}$, relația (8.45) poate fi scrisă sub forma:

$$p_n I_1 + C_{a1} = p_n I_2 + C_{a2} \tag{8.46}$$

sau:

$$Z_1 = Z_2, \tag{8.47}$$

unde s-a acceptat notația generală $Z_k = p_n I_k + C_{ak}$, denumită *cheltuială de calcul.*

Dintre variantele comparate, varianta cea mai avantajoasă din punct de vedere economic este aceea care are cheltuiala de calcul minimă, adică:

$$Z_k = p_n I_k + C_{ak} = \text{minim}. \tag{8.48}$$

Pentru luarea în considerație a eșalonării investițiilor, în cazul mai multor variante care prezintă termene diferite de punere în funcțiune, se consideră un termen de raportare, care coincide în general cu momentul în care toate variantele ajung la profilul pentru care au fost concepute. Față de acest termen se raportează, conform relației (8.42), fiecare din cheltuielile efectuate,

fie că este vorba de cheltuielile de investiţie, fie că este vorba de cheltuieli anuale de exploatare. Valoarea rezultată reprezintă în fapt cheltuiala de investiţie cumulată şi raportată a variantei respective; pentru determinarea cheltuielilor de calcul Z, se adaugă produsului $p_n I$ valoarea cheltuielii anuale C_a, din anul imediat următor punerii în funcţiune.

Calculul tehnico-economic indicat, aplicabil liniilor electrice de înaltă tensiune, reprezintă de fapt un caz particular care ţine seama că acestea constituie elemente pasive, fără producţie proprie. Dacă obiectivele economice au producţie proprie, de exemplu, centralele electrice, şi sînt puse parţial în funcţiune înainte de anul de raportare, atunci din valoarea investiţiilor cumulate şi raportate, se scade valoarea producţiei livrate anual, raportată la acelaşi an ca şi celelalte cheltuieli.

Capitolul 9

CALCULUL MECANIC AL LINIILOR ELECTRICE AERIENE

După efectuarea calculului electric al unei linii electrice aeriene, prin care se stabilesc: tensiunea nominală, tipul și secțiunea conductoarelor active și numărul de circuite, următoarea etapă o constituie calculul mecanic care cuprinde întinderea conductoarelor active și de protecție, alegerea tipului de stîlp utilizat, a dimensiunilor acestuia, verificarea elementelor componente (montanți, diagonale, console), precum și verificarea fundațiilor.

9.1. Reglementări privind condițiile de efectuare a calculului mecanic

Liniile electrice aeriene se realizează pentru toate tensiunile. Întrucît ele sînt deasupra solului, au de făcut față condițiilor meteorologice din zonele prin care trec și care influențează în cea mai mare măsură calculul mecanic. Pentru aceasta este necesar ca la proiectarea liniilor aeriene să se cunoască, pentru o perioadă trecută de timp cît mai lungă, valorile maxime, minime și frecvența cu care se produc diferitele fenomene meteorologice, în zonele traversate. Este posibil ca într-o zonă sau alta din țară să apară vînturi puternice, temperaturi fie prea ridicate, fie prea scăzute, sau depuneri de chiciură abundente.

Cunoscîndu-se aceste valori, la proiectare s-ar putea adopta soluții care să facă față, fără să se întîmple vreo avarie, celor mai grele condiții meteorologice din zonele traversate. Aceasta ar conduce însă la realizarea unei linii foarte costisitoare, ceea ce nu este admis din punct de vedere economic.

Pentru ca această activitate să se desfășoare în mod unitar și coordonat, în țara noastră s-au întocmit o serie de reglementări (normative și instrucțiuni), în care se precizează valori ale diferitelor mărimi (temperatură, vînt, chiciură) sau domeniul în care pot varia acestea pentru diferite zone. La stabilirea acestora s-a avut în vedere considerentul economic conform căruia este mai indicat să se construiască o linie care să nu reziste la solicitări foarte mari, chiar dacă apar la perioade mai lungi de timp și care ar costa foarte mult.

Din acest punct de vedere la noi în țară se prevede în „Normativul pentru construcția liniilor aeriene de energie electrică peste 1 000 V" că, dacă într-o anumită zonă prin care urmează să se construiască o linie s-au putut constata vînturi sau depuneri de chiciură deosebit de intense sau temperaturi excepțional de mari sau de mici, atunci condițiile climatice de calcul se determină pe bază statistică, prin suprapunerea celor mai defavorabile sarcini și temperaturi, care se observă cu următoarele frecvențe: pentru linii cu tensiunea

nominală $U_n \leq 110$ kV, o dată la 10 ani și pentru linii cu tensiunea nominală $U_n > 110$ kV, o dată la 15 ani.

Dacă pentru anumite zone nu există date suficiente, pentru proiectarea liniilor electrice, care ar urma să traverseze astfel de zone, normativul indică valorile care urmează a fi considerate la efectuarea calculelor ținînd seama de tensiunea nominală a liniei și de „zona meteorologică" pe care o străbate. Din punct de vedere meteorologic țara noastră este împărțită în două zone (fig. 9.1), și anume: zona *I* și zona *II*, zona *I* fiind la rîndul său subîmpărțită în *I a* și *I b*.

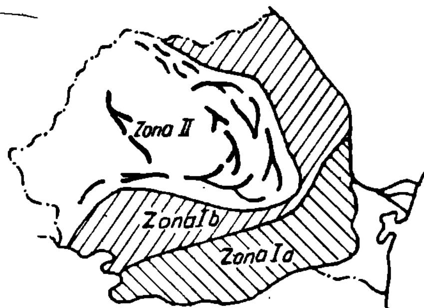


Fig. 9.1. Împărțirea R. S. România în zone meteorologice.

Astfel, valorile care se iau pentru viteza vîntului sînt date în tabela 9.1, iar valorile depunerilor de chiciură în tabela 9.2.

Tabela 9.1

Valorile vitezei vîntului

Zona meteorologică	$U_n \leq 110$ kV		$U_n = 220 \div 400$ kV	
	Vînt maxim	Vînt simultan cu chiciură	Vînt maxim	Vînt simultan cu chiciură
	m/s	m/s	m/s	m/s
I a	35	20	40	20
I b	30	15	35	17
II	27	13	35	17
peste 1 000 m	40	20	44	22

Tabela 9.2

Valorile depunerilor de chiciură

Zona meteorologică	Grosimea *b* a stratului de chiciură, în mm, de greutate specifică $\gamma_{ch} = 0{,}9$ daN/dm³	
I a	23	25
I b	17	23
II	13	20
peste 1 000 m	25	30

Din aceste două tabele se constată că liniile de foarte înaltă tensiune ($220 \div 400$ kV) se dimensionează pentru condiții de vînt și chiciură mai grele.

Valorile temperaturii aerului, cu care vor fi calculate liniile aeriene sînt redate în tabela 9.3.

Tabela 9.3

Valorile temperaturii aerului

Zona meteorologică	Temperatura [°C]			
	maximă	minimă	medie	de formare a chiciurii
I a, *I b*, *II*	+40	—30	+15	—5
peste 1 000 m altitudine	+40	—30	+10	—5

9.2. Sarcinile de calcul ale liniilor electrice aeriene

Elementele componente ale liniilor aeriene sînt supuse pe de o parte acțiunii sarcinilor exterioare datorită vîntului și chiciurii și pe de altă parte datorită greutății proprii.

Pentru ca sarcinile respective să fie considerate mai ușor în calcul ele vor fi exprimate prin valori specifice, adică decanewton raportat la unitatea de volum (centimetru cub sau metru · milimetru pătrat). Astfel, sarcina specifică datorită greutății proprii pentru conductoarele funie, dacă se au în vedere firele componente, se determină cu relația:

$$g_1 = a\gamma \, [\text{daN/m} \cdot \text{mm}^2], \tag{9.1}$$

în care:

$a = 1{,}02 - 1{,}03$ este un coeficient care ține seama de faptul că lungimea firelor răsucite într-un conductor multifilar este mai mare cu circa 2—3% decît lungimea conductorului multifilar;

γ — greutatea specifică a materialului conductorului, în daN/cm^3.

Sarcina g_1 (fig. 9.3, *a*) acționează asupra conductorului și stîlpilor în toate situațiile cînd nu există suprasarcini (chiciură).

În cazul conductoarelor formate din două materiale, de exemplu oțel-aluminiu, sarcina specifică datorită greutății proprii se determină ținînd seama de caracteristicile diferite ale celor două materiale, și anume:

$$g_1 s = a(\gamma_a s_a + \gamma_o s_o) \tag{9.2}$$

sau:

$$g_1 = \frac{a(\gamma_a s_a + \gamma_o s_o)}{s},$$

în care

s_a este secțiunea părții de aluminiu, în mm^2;

s_0 — secțiunea părții de oțel, în mm^2;

$s = s_o + s_a$ — secțiunea totală a conductorului;

γ_a — greutatea specifică a aluminiului, în daN/cm^3;

γ_o — greutatea specifică a oțelului, în daN/cm^3.

Pentru considerarea influenței chiciurii se determină sarcina specifică g_2 în ipoteza că depunerea se face uniform pe tot conductorul, formînd

un manşon de grosime constantă b în jurul acestuia (fig. 9.2). În acest caz:

$$g_2' = \frac{\frac{\pi}{4}(d + 2b)^2 - \frac{\pi}{4} d^2}{s} \gamma_{ch},$$

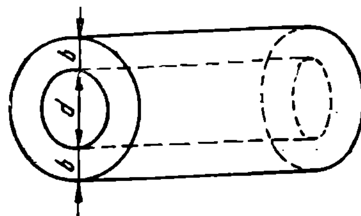


Fig. 9.2. Conductorul acoperit cu un manşon uniform de chiciură: d — diametrul conductorului; b — grosimea manşonului de chiciură.

unde:

s reprezintă secţiunea totală a conductorului, în mm²;
d — diametrul conductorului, în mm;
γ_{ch} — greutatea specifică a chiciurei, în daN/m.mm²

Dacă se fac operaţiile din relaţia de mai sus şi se consideră, conform normativului de proiectare a liniilor aeriene, un coeficient de greutate η cu valorile 1,00 pentru $b \leqslant 20$ mm şi 0,85 pentru $b > 20$ mm, se obţine:

$$g_2 = \frac{\eta \pi b(d + b)\gamma_{ch}}{s}. \tag{9.3}$$

Sarcina g_2 acţionează asupra conductorului şi deci a stîlpului numai simultan cu g_1, obţinîndu-se astfel sarcina specifică g_3 (fig. 9.3) rezultantă:

$$g_3 = g_1 + g_2. \tag{9.4}$$

Ţinînd seama de sensul în care acţionează cele două sarcini componente g_1 şi g_2 şi rezultanta lor, acestea sînt sarcini verticale. Sarcina specifică datorită vîntului acţionează orizontal asupra liniei.

Pentru determinarea sarcinii specifice g_4 datorită presiunii vîntului pe conductoare se foloseşte relaţia:

$$g_4 = \frac{\alpha \cdot K \cdot d \cdot p \cdot L}{s} \sin \Phi \cdot 10^{-3}, \tag{9.5}$$

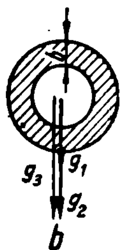


Fig. 9.3. Sarcina specifică datorită greutăţii proprii g_1 şi cea datorită greutăţii proprii şi chiciurii g_3.

în care:

α reprezintă un coeficient care ţine seama de neuniformitatea vitezei vîntului pe conductor într-o deschidere, ale cărei valori se redau în tabela 9.4;
K — coeficient aerodinamic, care ţine seama de forma suprafeţei exterioare a conductorului, pentru care se iau valorile din tabela 9.5;
$p = \frac{v^2}{16}$ — presiunea dinamică a vîntului (v — viteza vîntului, în m/s);
d — diametrul conductorului, în mm;
L — lungimea conductorului (considerată 1 m);
s — secţiunea totală a conductorului, în mm²;
Φ — unghiul făcut de direcţia vîntului cu direcţia conductorului. În general se ia $\Phi = 90°$.

Tabela 9.4

Valorile coeficientului α

Tensiunea nominală a liniei	Regim de vînt maxim	Vînt simultan pe chiciură
$U_n \leq 110\,kV$	0,75	0,85
$U_n = 220 \ldots 400\,kV$	0,6	0,75

Tabela 9.5

Valorile coeficientului K

Elementul	K
Conductoare active şi de protecţie cu diametrul de 20 mm şi mai mare, neacoperite cu chiciură	1,10
Pentru toate conductoarele cu chiciură şi pentru cele fără chiciură cu $d < 20$ mm	1,20

Simultan cu sarcina g_4 care se determină cu valoarea maximă a vitezei vîntului, asupra conductorului mai acţionează sarcina g_1, datorită greutăţii proprii. În acest caz, conductorul va fi solicitat de rezultanta lor g_5 (fig. 9.4):

$$g_5 = \sqrt{g_1^2 + g_4^2}. \tag{9.6}$$

Vîntul poate acţiona asupra conductorului şi cînd acesta este acoperit cu un strat de chiciură de grosime b (tab. 9.2), dar întrucît la viteze mari ale vîntului chiciura se poate scutura de pe conductor, normativul admite viteze mai reduse ale vîntului pe conductorul cu chiciură (tab. 9.1).

Sarcina specifică datorită vîntului pe conductorul cu chiciură g_6 se determină cu o relaţie de forma (9.5), cu precizarea că d reprezintă în acest caz diametrul conductorului plus grosimea stratului de chiciură ($2\,b$) (fig. 9.5) şi s este ca şi în (9.5) numai secţiunea conductorului, fără chiciură. Simultan cu g_6 care acţionează orizontal, asupra conductorului mai acţionează şi sarcina g_3 datorită greutăţii sale plus chiciura, iar rezultanta acestora este g_7:

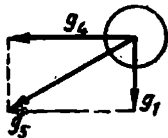


Fig. 9.4. Sarcina specifică datorită vîntului g_4, datorită greutăţii proprii g_1 şi rezultauta g_5.

$$g_7 = \sqrt{g_3^2 + g_6^2}. \tag{9.7}$$

Toate aceste sarcini care acţionează asupra conductoarelor active şi de protecţie se transmit şi asupra stîlpilor. Asupra stîlpilor mai acţionează greutatea acestora şi perpendicular pe direcţia acesteia, forţa F_s datorită presiunii vîntului pe suprafaţa elementelor componente.

Mărimea acestei forţe se determină cu relaţia:

$$F_s = K \cdot p \cdot S, \tag{9.8}$$

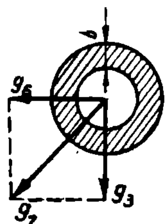


Fig. 9.5. Sarcina specifică datorită vîntului pe conductorul cu chiciură g_0, cea a conductorului cu chiciură g_3 şi rezultanta g_7.

în care:

K este un coeficient aerodinamic care ţine seama de forma suprafeţei stîlpului sau a elementelor sale componente (v. tab. 9.6);

$p = \frac{v^2}{16}$ — presiunea dinamică a vîntului;

S — proiecţia pe planul normal la direcţia vîntului a suprafeţei plinurilor stîlpului (la stîlpii metalici cu zăbrele S se referă la prima faţă).

Valorile coeficientului K

Tipul stîlpului	K
Stîlp cu secțiune orizontală circulară	0,7
Stîlp cu suprafețe pline, plane	1,4
Stîlp cu zăbrele din cornișe, secțiune pătrată sau dreptunghiulară	2,6

9.3. Caracteristicile mecanice ale conductoarelor LEA

Normativul de proiectare al LEA precizează care sînt valorile pentru diferitele mărimi mecanice ale materialelor din care sînt fabricate conductoarele și care urmează să fie considerate la efectuarea calculelor mecanice, și anume modulul de elasticitate E [daN/mm^2], coeficientul de dilatare liniară α [1/°C] și rezistența de rupere la întindere σ_r [daN/mm^2]. Aceste valori se dau pentru aluminiu, oțel și cupru și sînt folosite în calculele pentru conductoarele formate dintr-un singur material. Pentru calculul conductoarelor formate din două materiale, respectiv oțel-aluminiu, apar unele aspecte suplimentare. Aceasta datorită faptului că cele două materiale cu caracteristici diferite, existente într-un singur conductor, se influențează reciproc, rezultînd astfel alte valori pentru E, α și σ, raportate la întregul conductor, decît cele ale fiecărui material.

Acestea constituie mărimi echivalente sau fictive E_e, α_e și σ_e care se calculează pentru conductorul format din cele două materiale.

9.3.1. **Determinarea modulului de elasticitate echivalent** E_e. În cazul cînd un conductor din oțel-aluminiu este supus unui efort de întindere, cele două materiale sînt solicitate diferit, așa cum rezultă și după curbele lui Hooke trasate pentru oțel și pentru aluminiu (fig. 9.6). Astfel, dacă întregul conductor capătă o alungire $Oa = \Delta l$ în firele de oțel apare un efort ac, iar în cele de aluminiu un efort ab, din cauza modulelor de elasticitate diferite ale celor două materiale.

Dacă se consideră că întregul conductor, de secțiune totală s, întins de o forță T se alungește cu Δl, se poate scrie:

$$\Delta l = \frac{\sigma_a}{E_a} = \frac{\sigma_o}{E_o} = \frac{\sigma_e}{E_e}, \qquad (9.9)$$

unde:

E_a și E_o reprezintă modulele de elasticitate ale aluminiului și oțelului;

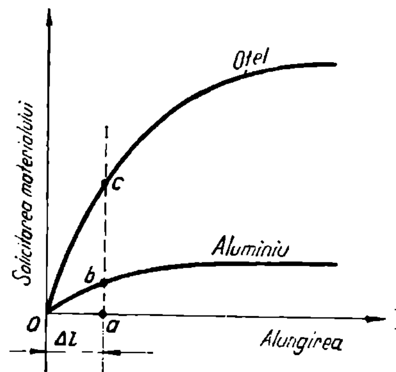


Fig. 9.6. Solicitarea oțelului și a aluminiului la o alungire a unui conductor de OL-Al.

σ_a și σ_o reprezintă rezistențele mecanice unitare ale aluminiului și oțelului;
E_e și σ_e — modulul de elasticitate și rezistența mecanică specifică echivalente raportate la întregul conductor $\left(\sigma_e = \frac{T}{s}\right)$.

Amplificînd fiecare din fracțiile (9.9) cu s_a (secțiunea firelor din aluminiu), cu s_o (secțiunea firelor de oțel) și respectiv cu s, se obține:

$$\frac{\sigma_a \cdot s_a}{E_a \cdot s_a} = \frac{\sigma_o \cdot s_o}{E_o \cdot s_o} = \frac{\sigma_e \cdot s}{E_e \cdot s} \qquad (9.10)$$

sau:

$$\frac{T_a}{E_a \cdot s_a} = \frac{T_o}{E_o \cdot s_o} = \frac{T}{E_e \cdot s}, \qquad (9.11)$$

unde:

T_a, T_o reprezintă eforturile de întindere la care sînt supuse firele de aluminiu și respectiv cele de oțel.

Exprimînd pe T_a și T_o în relația (9.11) în funcție de T și ținînd seama că $T = T_a + T_o$, se obține:

$$T = \frac{T \cdot E_a \cdot s_a}{E_e \cdot s} + \frac{T \cdot E_o \cdot s_o}{E_e \cdot s} \qquad (9.12)$$

sau:

$$E_e \cdot s = E_a \cdot s_a + E_o \cdot s_o,$$

de unde se obține:

$$E_e = \frac{E_a \cdot s_a + E_o \cdot s_o}{s}. \qquad (9.13)$$

Dacă se ține seama că $s = s_o + s_a$ și se împarte și numărătorul și numitorul cu s_o și se notează $\frac{s_a}{s_o} = n$, relația (9.13) se mai poate pune sub forma:

$$E_e = \frac{nE_a + E_o}{1 + n}. \qquad (9.14)$$

Valoarea obținută pentru modulul de elasticitate echivalent E_e prin utilizarea relațiilor (9.13) sau (9.14) se folosește la calculul întinderii conductoarelor de oțel-aluminiu.

9.3.2. Determinarea coeficientului de dilatare termică liniară echivalent α_e. La conductoarele din două materiale fiecare dintre acestea are coeficient de dilatare termică liniară diferit. Astfel, dacă fiecare dintre aceste materiale luate separat ar fi supuse la o variație de temperatură, s-ar dilata sau contracta liber, după coeficientul propriu de dilatare. Atunci cînd sînt cuprinse însă împreună într-un conductor unic, apare o influență reciprocă la variații de temperatură.

O valoare caracteristică a temperaturii o constituie temperatura de fabricare a conductorului, care în hala de montaj se consideră +15°C. La această

temperatură, luînd ca exemplu conductorul din oțel-aluminiu, atît firele de oțel, cît și cele de alumniniu au lungimi corespunzînd coeficienților proprii de dilatare.

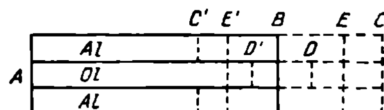


Fig. 9.7. Comportarea conductorului de OL-Al la variații de temperatură.

La variații ale temperaturii mediului în care se găsește conductorul față de + 15°C, firele de aluminiu nu pot aluneca peste cele de oțel, și deci conductorul, în ansamblul său, se va dilata sau contracta cu aceeași lungime.

În aceste cazuri, atît în firele de aluminiu cît și în cele de oțel, vor apare solicitări interne indiferent dacă conductorul este întins într-o linie sau se găsește depozitat afară sau într-un spațiu unde temperatura variază.

Pentru a pune în evidență natura solicitărilor din fiecare material, se consideră o porțiune dintr-un conductor de oțel-aluminiu, care la temperatura de fabricație are lungimea AB (fig. 9.7).

În cazul că temperatura conductorului crește pînă la o valoare $\theta_1 > +15°C$ și fiecare din cele două materiale s-ar putea dilata liber, corespunzător coeficientului său de dilatare, partea de aluminiu ar avea lungimea AC, iar cea de oțel AD. Dar conductorul, în ansamblu, se alungește numai cu porțiunea BE, adică mai puțin decît s-ar alungi aluminiul și mai mult decît s-ar alungi oțelul deci după un coeficient de dilatare α_e echivalent situat între coeficienții celor două materiale.

În acest caz rezultă că, în aluminiu va apare o solicitare de compresiune și în oțel una de întindere.

Situația se inversează dacă temperatura scade sub +15°C, cînd aluminiul, contractîndu-se mai mult, ar avea lungimea AC' și oțelul, contractîndu-se mai puțin, lungimea AD'. Tot conductorul însă se contractă pînă în E', între C' și D', adică mai puțin decît aluminiul și mai mult decît oțelul. Astfel, de această dată, în aluminiu apare o solicitare de întindere și în oțel una de compresiune.

Din condițiile de echilibru ale porțiunii de conductor (fig. 9.7) rezultă că cele două eforturi care solicită aluminiul și oțelul pentru fiecare situație sînt egale și de sens contrar:

$$F_a = (\alpha_a - \alpha_e)(\theta_i - \theta) E_a s_a;$$
$$F_o = -F_a = -(\alpha_o - \alpha_e)(\theta_i - \theta) E_o s_o, \qquad (9.14)$$

unde:

$\alpha_a, \alpha_o, \alpha_e$ sînt coeficienții de dilatare termică liniară ai aluminiului, oțelului și respectiv cel echivalent al întregului conductor;

θ_i, θ — temperatura de fabricație a conductorului (+ 15°C) și temperatura mediului în care se găsește conductorul.

Egalînd relațiile (9.14) se obține:

$$(\alpha_a - \alpha_e)E_a \cdot s_a = -(\alpha_o - \alpha_e) E_o \cdot s_o,$$

de unde rezultă:

$$\alpha_e = \frac{\alpha_a E_a s_a + \alpha_o E_o s_o}{E_a s_a + E_o s_o} \qquad (9.15)$$

sau notînd $\frac{s_a}{s_0} = n$:

$$\alpha_e = \frac{\alpha_a E_a n + E_0 \alpha_0}{n E_a + E_0}. \tag{9.16}$$

9.3.3. **Eforturile unitare echivalente pentru aluminiu și oțel.** Efortul unitar pentru fiecare material în parte se stabilește plecîndu-se de la valoarea sa, corespunzător stării de rupere, respectiv σ_{or} pentru oțel și σ_{ar} pentru aluminiu. În calculul mecanic al conductoarelor se admit valori mai reduse și ele se stabilesc, conform instrucțiunilor de proiectare, cu considerarea coeficientului de siguranță care are valoarea 2 sau 2,5, funcție de specificul zonei traversate.

Astfel, în zonele de cîmp se ia coeficientul de siguranță *2* și efortul unitar admisibil este pentru aluminiu $\sigma_{a\,adm} = \frac{\sigma_{ar}}{2}$, iar pentru oțel $\sigma_{o\,adm} = \frac{\sigma_{or}}{2}$, iar pentru cazul cînd linia traversează zone locuite, șosele sau alte obiective, se ia coeficientul de siguranță 2,5.

Ținînd seama de faptul că cele două materiale formează un conductor unic și în cazul aplicării unei forțe alungirea este aceeași pentru tot conductorul, după relațiile (9.9) se obțin eforturile unitare admisibile echivalente:

— pentru aluminiu:

$$\sigma_{ae} = \sigma_{a.aim} \frac{E_e}{E_a}; \tag{9.17}$$

— și pentru oțel:

$$\sigma_{oe} = \sigma_{o.adm} \frac{E_e}{E_o}. \tag{9.18}$$

Mai sus (v. paragr. 9.3.2) s-a arătat că în conductorul din două materiale apar solicitări interne datorită variațiilor de temperatură (F_a și F_o) date de relațiile (9.14). Acestora le corespund eforturile unitare:

— pentru partea de aluminiu:

$$\sigma_{a_1}^{\theta} = \frac{F_a}{s_a} = (\alpha_a - \alpha_e)(\theta_i - \theta) E_a; \tag{9.19}$$

— pentru partea de oțel:

$$\sigma_{o_1}^{\theta} = \frac{F_o}{s_o} = (\alpha_o - \alpha_e)(\theta_i - \theta) E_o. \tag{9.20}$$

Dacă se consideră și pentru aceste eforturi unitare influența reciprocă se obține:

— pentru aluminiu:

$$\sigma_a^{\theta} = \sigma_{a_1}^{\theta} \cdot \frac{E_e}{E_a} = (\alpha_a - \alpha_e)(\theta_i - \theta) E_e. \tag{9.21}$$

— pentru oțel:

$$\sigma_o^{\theta} = \sigma_{o_1}^{\theta} \cdot \frac{E_e}{E_o} = (\alpha_o - \alpha_e)(\theta_i - \theta) E_e. \tag{9.22}$$

Efortul unitar total al fiecărui material, respectiv σ_{ae} pentru aluminiu și σ_{oe} pentru oțel, reprezintă însumarea efortului unitar care apare în aluminiu σ_{ai} și în oțel σ_{oi}, datorită întinderii acestuia în linie și a efortului unitar suplimentar σ_a^θ și σ_o^θ datorită variațiilor de temperatură:

$$\begin{aligned} \sigma_{ae} &= \sigma_{ai} + \sigma_a^\theta ; \\ \sigma_{oe} &= \sigma_{oi} + \sigma_o^\theta . \end{aligned} \tag{9.23}$$

Din relațiile (9.23) se pot stabili valorile pe care trebuie să le aibă σ_{ai} și σ_{oi}, datorită întinderii conductorului astfel încît σ_{ae} și σ_{oe} să nu depășească valorile maxime admisibile, adică:

$$\sigma_{ai} = \sigma_{ae} - \sigma_a^\theta = \sigma_{a.adm} \frac{E_a}{E_e} - (\alpha_a - \alpha_e)(\theta_i - \theta) E_e ; \tag{9.24}$$

$$\sigma_{oi} = \sigma_{oe} - \sigma_o^\theta = \sigma_{o.adm} \frac{E_e}{E_o} - (\alpha_o - \alpha_e)(\theta_i - \theta) E_e . \tag{9.25}$$

Relația (9.24) interesează în mod deosebit, deoarece se referă la efortul unitar în aluminiu a cărui valoare este mai mică decît a oțelului și care trebuie deci să nu fie depășită.

Astfel, prin întreruperea părții de aluminiu a conductorului curentul va continua să circule prin inima de oțel, care avînd rezistență mare se va încălzi și în scurt timp se va rupe și ea și deci întregul conductor.

9.4. Săgeata conductoarelor LEA

Conductoarele active și de protecție ale LEA sînt întinse în linie și fixate la cîte doi stîlpi succesivi, în puncte situate la distanță mare unul de celălalt. Această distanță se numește *deschidere*. În acest caz influența rigidității materialului poate fi neglijată, iar conductoarele pot fi considerate ca fire flexibile, inextensibile și lucrînd sub acțiunea unei sarcini uniform distribuite.

Pentru a stabili forma curbei pe care o ia conductorul întins într-o deschidere se va examina exemplul prezentat în figura 9.8, punctele de fixare ale conductorului A și B la cei doi stîlpi fiind în același plan orizontal. Se consideră

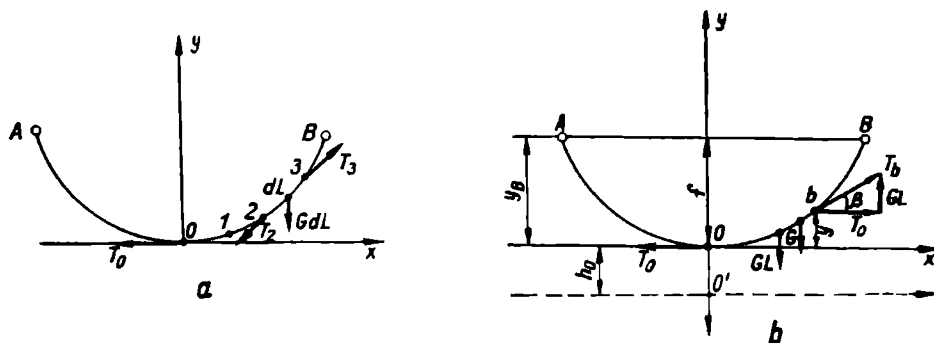


Fig. 9.8. Curba săgeții conductorului.

un element dL între punctele *2* și *3*. Pentru ca acest element să fie în echilibru se aplică la extremitățile sale forțele T_3 și T_2 corespunzătoare efortului în conductor în aceste puncte (fig. 9.8, *a*).

Asupra elementului dL mai acționează și greutatea sa GdL, unde G este greutatea conductorului pe unitatea de lungime.

Una din condițiile de echilibru a elementului dL este ca suma proiecțiilor forțelor pe axa absciselor să fie egală cu zero, adică:

$$- T_2 \frac{dx_2}{dL} + T_3 \frac{dx_3}{dL} = 0 \qquad (9.26)$$

sau

$$T_2 \frac{dx_2}{dL} = T_3 \frac{dx_3}{dL}. \qquad (9.27)$$

Făcînd același raționament pentru elementul dL cuprins între punctele *1* și *2* rezultă:

$$T_1 \frac{dx_1}{dL} = T_2 \frac{dx_2}{dL}. \qquad (9.28)$$

Trecînd la ultimul element dL cuprins între *O* și *1* se obține:

$$T_1 \frac{dx_1}{dL} = T_0. \qquad (9.29)$$

Comparînd expresiile (9.27), (9.28) și (9.29) se poate constata că componenta orizontală a tracțiunii, în orice punct al conductorului, rămîne constantă și este egală cu tracțiunea în punctul cel mai de jos al conductorului T_0, dirijată orizontal.

Rezultă deci, că modificarea tracțiunii în diferitele puncte ale conductorului se datorește numai sarcinilor verticale ($G\, dL$).

Pentru a examina în continuare această problemă, se ia o porțiune *Ob* de lungime L dintr-un conductor întins într-o deschidere AB, cu punctele de fixare în același plan orizontal (fig. 9.8, *b*).

În punctul *O* acționează forța T_0, orizontală, iar în punctul *b* forța T_b, care poate fi descompusă în două componente: una orizontală egală cu T_0 și una verticală, care echilibrează greutatea porțiunii *Ob* a conductorului, acționînd în centrul de greutate al acesteia. Astfel, se obține:

$$G \cdot L = T_0 \cdot \mathrm{tg}\, \beta \qquad (9.30)$$

sau:

$$G \cdot L = T_0 \cdot \frac{dy}{dx}, \qquad (9.31)$$

care reprezintă ecuația diferențială a curbei conductorului. Notînd $\frac{T_0}{G} = h_0$, ecuația (9.31) devine:

$$\frac{dy}{dx} = \frac{L}{h_0}. \qquad (9.32)$$

Ţinînd seama că:

$$dL^2 = dx^2 + dy^2 \tag{9.33}$$

respectiv:

$$\left(\frac{dL}{dy}\right)^2 = \left(\frac{dx}{dy}\right)^2 + 1 \tag{9.34}$$

şi de expresia (9.32) se obţine:

$$\left(\frac{dL}{dy}\right)^2 = \left(\frac{h_0}{L}\right)^2 + 1. \tag{9.35}$$

Din această ecuaţie diferenţială pusă sub forma:

$$dy = \frac{L}{\sqrt{L^2 + h_0^2}} dL \tag{9.36}$$

şi integrată, rezultă:

$$y + C_1 = \sqrt{L^2 + h_0^2}. \tag{9.37}$$

Din condiţiile iniţiale: $x = 0$; $y = 0$; se obţine $L = 0$, respectiv $C_1 = h_0$, iar relaţia (9.37) devine:

$$y + h_0 = \sqrt{L^2 + h_0^2}. \tag{9.38}$$

Scoţînd pe:

$$L = \sqrt{y^2 + 2h_0 y} \tag{9.39}$$

şi introducînd în ecuaţia (9.32), rezultă:

$$dx = \frac{h_0 dy}{\sqrt{y^2 + 2h_0 y}}; \tag{9.40}$$

integrînd această ecuaţie, se obţine:

$$x = h_0 \cdot \ln \frac{y + h_0 + \sqrt{y^2 + 2h_0 y}}{h_0} + C. \tag{9.41}$$

Pentru $x = 0$; $y = 0$ rezultă $C = 0$.

Exprimînd sub formă exponenţială expresia (9.41) devine:

$$y + h_0 + \sqrt{y^2 + 2h_0 y} = h_0 e^{\frac{x}{h_0}}. \tag{9.42}$$

Efectuînd operaţiile din această expresie şi împărţind cu $2e^{\frac{x}{h_0}}$ se obţine:

$$y + h_0 = \frac{h_0}{2}\left(e^{\frac{x}{h_0}} + e^{-\frac{x}{h_0}}\right). \tag{9.43}$$

Considerînd deplasată axa absciselor cu h_0 față de poziția anterioară (fig. 9.8, *b*) și originea din *O* în *O'* și ținînd seama de forma membrului din dreapta al expresiei (9.43), aceasta devine:

$$y = h_0 \mathrm{ch} \frac{x}{h_0}, \tag{9.44}$$

care reprezintă *ecuația lănțișorului.*

Dacă se dezvoltă în serie funcția trigonometrică hiperbolică și se rețin primii doi termeni, următorii prezentînd importanță redusă, se obține:

$$y_0 = h_0 + \frac{x^2}{2!\,h_0}. \tag{9.45}$$

Pentru determinarea săgeții conductorului se ține seama de schimbarea originii, ecuația (9.45) devenind:

$$y + h_0 = h_0 + \frac{x^2}{2h_0}. \tag{9.46}$$

Săgeata maximă f a conductorului, considerat că se fixează în punctele *A* și *B* situate pe o dreaptă orizontală, corespunde ordonatei punctului *B* a cărui abscisă $x = \frac{a}{2}$. Astfel:

$$f = y_B = \frac{a^2}{8h_0} \tag{9.47}$$

sau ținînd seama că:

$$h_0 = \frac{T_0}{G} = \frac{\sigma \cdot s}{\gamma \cdot s} = \frac{\sigma}{\gamma}, \tag{9.48}$$

în care:

σ este efortul unitar în conductor;

γ — greutatea specifică a materialului conductorului;

s — secțiunea conductorului,

expresia săgeții devine:

$$f = \frac{a^2\gamma}{8\sigma}. \tag{9.49}$$

Săgeata unui conductor întins într-o deschidere *a* și fixat la cele două capete în punctele *A* și *B* situate în același plan orizontal, reprezintă distanța măsurată pe verticală între dreapta care unește punctele *A*, *B* și tangenta la curba conductorului paralelă la dreapta menționată. Această distanță se realizează la mijlocul deschiderii *a* între cei doi stîlpi.

O altă mărime este lungimea *L* a conductorului în deschidere. Pentru stabilirea acesteia se consideră relația (9.38) care, ținînd seama de schimbarea originii axelor de coordonate devine:

$$y^2 = L^2 + h_0^2. \tag{9.50}$$

Înlocuind pe y cu valoarea sa din expresia (9.44) se obține:

$$L^2 + h_0^2 = h_0^2 \mathrm{ch}^2 \frac{x}{h_0} \tag{9.51}$$

sau:

$$L^2 = h_0^2\left(\mathrm{ch}^2 \frac{x}{h_0} - 1\right), \tag{9.52}$$

respectiv:

$$L = h_0 \,\mathrm{sh}\, \frac{x}{h_0}. \tag{9.53}$$

Dezvoltînd în serie funcţia trigonometrică hiperbolică şi reţinînd primii doi termeni, rezultă:

$$L = h_0\left(\frac{x}{h_0} + \frac{x^3}{3\,!\,h_0^3}\right). \tag{9.54}$$

Pentru a determina lungimea conductorului într-o deschidere se va considera $x = \frac{a}{2}$ şi valoarea obţinută se înmulţeşte cu 2, iar ecuaţia (9.54) devine:

$$L = 2\left(\frac{a}{2} + \frac{a^3}{8 \cdot 3!h^2}\right). \tag{9.55}$$

Înlocuind şi pe $h_0 = \frac{\sigma}{\gamma}$, rezultă expresia de calcul a lungimii conductorului într-o deschidere:

$$L = a + \frac{a^3 \cdot \gamma^2}{24 \cdot \sigma^2}. \tag{9.56}$$

Săgeata conductorului întins în deschidere denivelată. Pe parcursul unei linii electrice aeriene pot exista deschideri, mai ales în zonele accidentate ale traseului care au stîlpii plantaţi în puncte denivelate, astfel încît punctele de suspensie A, B ale conductoarelor (fig. 9.9) nu mai sînt în acelaşi plan orizontal. Aceste denivelări nu pot fi compensate printr-o supraînălţare admisibilă a unuia din stîlpi. Funcţie de diferenţa de nivel h şi de mărimea deschiderii a, curba conductoarelor reprezintă o parte din curba unui lănţişor (fig. 9.9, a, b).

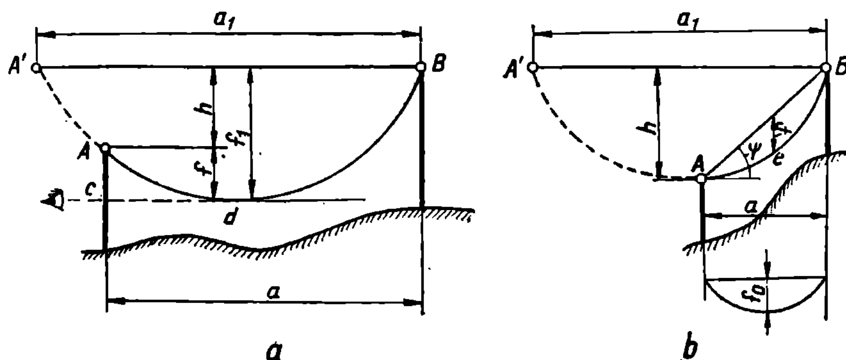


Fig. 9.9. Săgeata conductoarelor în deschideri denivelate.

Pentru determinarea săgeții conductorului într-o astfel de deschidere pot să apară, în general, două situații.

Prima situație este caracterizată de o deschidere a mare în raport cu denivelarea h (fig. 9.9, a) și în care curba conductorului reprezintă peste jumătate din curba unui lănțișor care ar rezulta din suspendarea conductorului în punctele A', B, nedenivelarea avînd deschiderea a_1.

În a doua situație (fig. 9.9,b) deschiderea a este mai mică decît în cazul precedent, iar curba conductorului întins într-o deschidere denivelată AB, descrie mai puțin de jumătate din curba lănțișorului corespunzător deschiderii a_1 nedenivelate (A' B).

Pentru prima situație (fig. 9.9, a) săgeata f este dată de relația:

$$f = f_1 - h, \tag{9.57}$$

în care h este denivelarea cunoscută, iar f_1 este săgeata conductorului corespunzătoare deschiderii nedenivelate a_1, care se stabilește prin prelungirea curbei conductorului pînă în A', respectiv:

$$f_1 = \frac{a_1^2 \gamma}{8\sigma}. \tag{9.58}$$

Săgeata f poate fi stabilită la întinderea conductorului prin vizare din punctul c, de pe stîlp, dreapta cd, orizontală, fiind paralelă la dreapta $A'B$ și tangentă în punctul d, cel mai de jos, la curba conductorului.

În al doilea caz (fig. 9.9, b) săgeata maximă f a conductorului denivelat se măsoară de la dreapta AB care unește punctele de suspensie denivelate pe verticală pînă în punctul e, în care tangenta la curba conductorului este paralelă la AB. Această săgeată corespunde săgeții maxime f_0 a unui conductor cu punctele de suspensie la același nivel și cu aceeași deschidere a, împărțită prin cosinusul unghiului ψ cuprins între dreapta AB care unește punctele denivelate și orizontală, respectiv:

$$f = \frac{f_0}{\cos \psi}. \tag{9.59}$$

9.5. Stabilirea ecuației de stare

În timpul funcționării unei linii electrice aeriene condițiile meteorologice se pot schimba atît de la un anotimp la altul, cît și în același timp de la o regiune la alta, prin care trece linia. Variația practic permanentă a temperaturii aerului și a vitezei vîntului, precum și prezența sau absența chiciurii influențează comportarea liniei prin variația efortului unitar și a solicitărilor specifice g. Ca urmare, rezultă alungirea sau contracția conductoarelor respectiv mărirea sau micșorarea săgeții acestora.

Aceste variații ale caracteristicilor mecanice ale conductoarelor trebuie determinate încă din faza de proiectare a liniei, pentru a se asigura, în condiții reale de funcționare a liniei, încadrarea valorilor care rezultă atît pentru

efortul unitar, cît și pentru săgeată în limitele admisibile. Examinarea acestei probleme se face cu ajutorul ecuației de stare, care va fi stabilită în cele ce urmează. Se consideră situția în care în conductor apare efortul unitar maxim, ca stare inițială de plecare, pentru efectuarea calculelor, caracterizată de mărimile σ_m (efortul unitar maxim), θ_m (temperatura la care se realizează această stare) și g_m (solicitarea specifică corespunzătoare).

Lungimea conductorului, considerînd influența temperaturii este:

$$L'_m = L_0(1 + \alpha\theta_m). \tag{9.60}$$

Conductorul fiind întins în linie este supus și acțiunii efortului unitar σ_m. În acest caz, lungimea L_m a conductorului este:

$$L_m = L'_m\left(1 + \frac{\sigma_m}{E}\right) = L_0(1 + \alpha\theta_m)\left(1 + \frac{\sigma_m}{E}\right). \tag{9.61}$$

Această lungime, conform relației (9.56) se mai poate scrie:

$$L_m = a + \frac{a^3 g_m^2}{24\sigma_m^2} \tag{9.62}$$

sau egalînd relațiile (9.61) și (9.62), se obține:

$$a + \frac{a^3 g_m^2}{24\sigma_m^2} = L_0(1 + \alpha\theta_m)\left(1 + \frac{\sigma_m}{E}\right). \tag{9.63}$$

Efectuînd operațiile rezultă:

$$a + \frac{a^3 g_m^2}{24\sigma_m^2} = L_0 + L_0\frac{\sigma_m}{E} + L_0\alpha\theta_m + L_0\alpha\theta_m\frac{\sigma_m}{E}. \tag{9.64}$$

Se poate considera că: $a \approx L_0$ deoarece pentru deschiderile obișnuite lungimea conductorului L_0 diferă foarte puțin de mărimea deschiderii a. De asemenea, se poate neglija termenul $L_0\alpha\theta_m\frac{\sigma_m}{E}$, deoarece $\frac{\alpha}{E}$ are valoarea foarte mică. În acest caz, relația (9.63) devine:

$$\frac{a^2 g_m^2}{24\sigma_m^2} = \frac{\sigma_m}{E} + \alpha\theta_m$$

sau:

$$\sigma_m - \frac{a^2 g_m^2}{24\sigma_m^2}E = -E\alpha\theta_m. \tag{9.65}$$

Același raționament se poate face și pentru alte condiții meteorologice. Astfel, considerînd o nouă stare n cu temperatura θ_n, solicitarea (sarcina) specifică g_n și cu efortul unitar σ_n se obține o relație similară cu (9.65), și anume:

$$\sigma_n - \frac{a^2 g_n^2}{24\sigma_n^2}E = -E\alpha\theta_n. \tag{9.66}$$

Cele două relații (9.65) și (9.66) reprezintă propriu-zis două lungimi diferite ale conductorului din deschiderea a, corespunzătoare condițiilor diferite meteorologice din cele două stări considerate. Deci, trecînd de la o stare la cealaltă, conductorul înregistrează o variație a lungimii sale. Această variație

este desigur mică în raport cu deschiderea a. Pentru a o pune în evidenţă este indicat să se facă diferenţa celor două lungimi.

Astfel, scăzînd ecuaţia (9.65) din (9.66), rezultă:

$$\sigma_n - \frac{a^2 g_n^2}{24\sigma_n^2} E = \sigma_m - \frac{a^2 g_m^2}{24\sigma_m^2} - E\alpha(\theta_n - \theta_m). \tag{9.67}$$

Această ecuaţie se numeşte *ecuaţia de stare* şi are o importanţă deosebită pentru calculul întinderii conductoarelor. Astfel, aceasta conţinînd mărimi referitoare la două stări m şi n ale conductorului, luînd una dintre ele ca stare de referinţă sau de plecare m, se poate stabili situaţia în care se va găsi conductorul în a doua stare n. De obicei, starea de referinţă m corespunde situaţiei celei mai grele pentru conductor, cînd σ_m reprezintă efortul unitar maxim, iar θ_m şi g_m temperatura şi respectiv solicitarea specifică a conductorului în această situaţie. Cea de-a doua situaţie n se stabileşte funcţie de valoarea temperaturii, între limitele $-30°C$ şi $+40°C$ prevăzute de normativ, pentru care se examinează starea conductorului. Pentru această a doua stare se dă deci valoarea temperaturii θ_n (se ia de obicei din 10° în 10° în intervalul $-30°$ şi $+40°C$), precum şi g_n care pentru toate temperaturile este g_1, în afară de $-5°$, în ipoteza că se consideră şi chiciura cînd se ia g_3, iar dacă se consideră şi prezenţa vîntului pe chiciură se ia g_7. Singura necunoscută rămasă în ecuaţia de stare este σ_n, care poate fi determinată prin rezolvarea acesteia.

Mărimile E şi α din ecuaţia de stare se referă la materialul din care este făcut conductorul. Valorile lor sînt date în normativ, dacă conductorul este dintr-un singur material, sau se determină valorile echivalente E_e şi α_e cu expresiile (9.14) şi (9.16), pentru conductorul din două materiale.

Ecuaţia de stare (9.67) este de gradul trei în raport cu σ_n. Ea se rezolvă fie folosind nomograme întocmite în acest scop, fie prin tatonări şi, în acest scop, se poate pune sub forma:

$$\sigma_n - \frac{B}{\sigma_n^2} = A, \tag{9.68}$$

unde:

$$B = \frac{a^2 g_n^2}{24} E;$$

A — tot membrul doi, în care s-au făcut operaţiile respective.

Cu ajutorul valorilor obţinute pentru σ_n, prin rezolvarea ecuaţiei de stare, se pot calcula folosind ecuaţia (9.49) săgeţile conductorului la temperaturile considerate. De asemenea, se pot trasa curbele de montaj a conductorului, care reprezintă de fapt variaţia lui σ şi a săgeţii f în funcţie de temperatură: $\sigma = \varphi_1(\theta)$ şi $f = \varphi_2(\theta)$ (fig. 9.10). Aceste curbe indică pentru fiecare temperatură fie efortul cu care să fie întins conductorul, fie săgeata pe care să o facă acesta în cazul montării sale în linie.

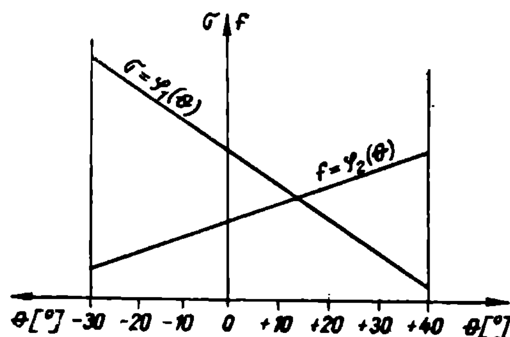


Fig. 9.10. Curbele de montaj a conductorului.

9.6. Deschiderea critică

Efortul unitar maxim σ_m, care trebuie introdus în ecuația de stare, poate apărea în conductor în una din cele două situații extreme, și anume, fie la apariția chiciurii care se consideră că se formează la $-5°$, iar solicitarea specifică este g_3, fie la temperatura cea mai scăzută — 30°C, cînd contracția conductorului este maximă, solicitarea specifică fiind g_1. Pentru calculul întinderii conductorului este necesar însă să se precizeze care din cele două situații este cea mai grea. În acest sens este necesar să se examineze influența temperaturii și a suprasarcinii (chiciura) asupra conductorului, în funcție de mărimea deschiderii, folosindu-se ecuația de stare (9.67).

Dacă se consideră în această ecuație că deschiderea a se micșorează tinzînd către zero, se obține:

$$\sigma_n = \sigma_m - E\alpha(\theta_n - \theta_m). \tag{9.69}$$

De asemenea, împărțind ecuația de stare cu a^2:

$$\frac{\sigma_n}{a^2} - \frac{g_n^2}{24\sigma_n^2} = \frac{\sigma_m}{a^2} - \frac{g_m^2}{24\sigma_m^2} - \frac{\alpha E}{a^2}(\theta_n - \theta_m)$$

și făcînd să crească a, tinzînd către infinit, rezultă:

$$\frac{g_n^2}{24\sigma_n^2} = \frac{g_m^2}{24\sigma_m^2}. \tag{9.70}$$

Ecuația (9.69) arată că la valori mici ale deschiderii efortul unitar din conductor depinde numai de variațiile de temperatură și deci, în astfel de cazuri, efortul maxim în conductor va apărea la cea mai scăzută temperatură a mediului înconjurător, adică la noi în țară — conform normativului — la — 30°C.

Din ecuația (9.70) se constată că pentru valori mari ale deschiderii, efortul unitar depinde exclusiv de g, respectiv de chiciură. Întrucît, conform normativului, chiciura se consideră numai la -5°C, rezultă că la astfel de deschideri efortul maxim apare la -5°C plus chiciură.

Dacă se consideră o creștere a deschiderilor mici, la care efortul maxim este la -30°C și o micșorare a deschiderilor mari cu efortul maxim la -5°C plus chiciură, se va ajunge la o valoare a deschiderii pentru care efortul unitar în conductor este maxim în ambele situații, adică la $\theta_{min} = -30$°C, cît și la $\theta_{-5°} = -5$°C plus chiciură. Această deschidere poartă numele de *deschidere critică* a_{cr}.

Pentru determinarea deschiderii critice se admite în ecuația de stare (9.67) că $\sigma_n = \sigma_m = \sigma_{max}$, $\theta_n = \theta_{min}$ și $\theta_m = \theta_{-5°}$ și se obține:

$$\sigma_{max} - \frac{a_{cr}^2 g_1^2}{24\sigma_{max}^2} E = \sigma_{max} - \frac{a_{cr}^2 g_3^2}{24\sigma_{max}^2} E - E\alpha(\theta_{min} - \theta_{-5°})$$

sau rezolvînd această ecuație în raport cu a_{cr} se obține:

$$a_{cr} = \sigma_{max}\sqrt{\frac{24\alpha(\theta_{-5°} - \theta_{min})}{g_3^2 - g_1^2}}. \tag{9.71}$$

Cu ajutorul expresiei (9.71) se calculează deschiderea critică pentru conductoarele dintr-un singur material. Dacă linia se echipează cu conductoare din două materiale (oțel-aluminiu), pentru calculul deschiderii critice trebuie să se țină seama de faptul că efortul unitar echivalent maxim în aluminiu se poate determina cu expresia (9.24). Aceasta însă are valori diferite, după cum se consideră în această ecuație $\theta = -5°C$ sau respectiv $\theta = -30°C$ pentru același $\sigma_{a.adm} = \frac{\sigma_{ar}}{2}$. În acest caz, pentru cele două situații, cele mai grele prin care poate trece linia, există două valori ale lui σ_{ai}, și anume: $\sigma_{ai(-30°C)}$ și $\sigma_{ai(-5°+ch)}$, iar ecuația de stare devine:

$$\sigma_{ai(-30°)} - \frac{a_{cr}^2 g_1^2}{24\sigma_{ai(-30°)}^2} E_e = \sigma_{ai(-5°+ch)} - \frac{a_{cr}^2 g_3^2}{24\sigma_{ai(-5°+ch)}^2} E_e - E_e \alpha_e (\theta_{min} - \theta_{-5°}),$$

de unde:

$$a_{cr} = \sqrt{\frac{\sigma_{ai(-5°+ch)} - \sigma_{ai(-30°)} - E_e \alpha_e (\theta_{min} - \theta_{-5°})}{\frac{g_3^2}{24\sigma_{ai(-5°+ch)}^2} - \frac{g_1^2}{24\sigma_{ai(-30°)}^2}}}. \qquad (9.72)$$

Dacă se ține seama că utilizînd ecuația (9.24) se obține:

$$\sigma_{ai(-5°+ch)} = \sigma_{a.adm} \frac{E_e}{E_a} - (\alpha_a - \alpha_e)(\theta_i - \theta_{-5°}) E_e$$

pentru $\theta_{-5°} = -5°$ și:

$$\sigma_{ai(-30°)} = \sigma_{a.adm} \frac{E_e}{E_a} - (\alpha_a - \alpha_e)(\theta_i - \theta_{min}) E_e$$

pentru $\theta_{min} = 30°C$, introducînd expresiile lui $\sigma_{ai(-5°+ch)}$ și $\sigma_{ai(-30°)}$ în (9.72) și efectuînd calculele și simplificările respective, se obține pentru deschiderea critică, în cazul unui conductor format din două materiale, relația:

$$a_{cr} = \sqrt{\frac{24\alpha_a(\theta_{-5°} - \theta_{min})}{\left(\frac{g_3}{\sigma_{ai(-5°+ch)}}\right)^2 - \left(\frac{g_1}{\sigma_{ai(-30°)}}\right)^2}}. \qquad (9.73)$$

Cunoașterea deschiderii critice are mare importanță pentru calculul întinderii conductoarelor, deoarece pentru fiecare linie deschiderile reale trebuie comparate cu deschiderea critică în scopul stabilirii situației în care efortul unitar în conductor este maxim. Astfel, dacă deschiderea reală este mai mică decît deschiderea critică, efortul maxim în conductor va apărea la temperatura minimă (—30°C), iar dacă deschiderea reală este mai mare decît cea critică, efortul maxim corespunde temperaturii de —5°C plus chiciură. În acest fel se pot stabili toate mărimile stării m, respectiv σ_m, g_m și θ_m, considerată cea mai grea și care se ia ca stare de plecare din ecuația de stare (9.67).

9.7. Temperatura critică

Săgeata conductorului este unul din elementele care intervin la stabilirea înălțimii stîlpilor LEA. Pentru aceasta trebuie însă se se cunoască valoarea maximă pe care o poate avea săgeata atunci cînd condițiile meteorologice

prin zonele prin care trece linia variază în cadrul limitelor prevăzute de normativul de proiectare. Problema care se pune este să se determine în ce condiții apare săgeata maximă. Calculele care se fac arată că valori mari ale săgeții se obțin la temperatura de $-5°C$ cînd conductorul este acoperit și cu chiciură și la $+40°C$ datorită dilatării conductorului sub acțiunea temperaturii.

Relația de calcul a săgeții la $-5°C$ plus chiciură este:

$$f = \frac{a^2 g_3}{8\sigma_{(-5°+ch)}}. \tag{9.74}$$

Temperatura critică θ_{cr} este acea valoare a temperaturii mediului ambiant la care săgeata conductorului supus numai acțiunii greutății sale proprii g_1 este egală cu săgeata aceluiași conductor la $-5°C$ încărcat cu chiciură g_3. Expresia de calcul a săgeții corespunzătoare temperaturii critice este:

$$f = \frac{a^2 g_1}{8\sigma_{\theta_{cr}}}. \tag{9.75}$$

Egalînd membrii doi ai celor două ecuații (9.74) și (9.75) se obține:

$$\frac{a^2 g_3}{8\sigma_{(-5°+ch)}} = \frac{a^2 g_1}{8\sigma_{\theta_{cr}}},$$

de unde:

$$\sigma_{\theta_{cr}} = \sigma_{(-5°+ch)} \frac{g_1}{g_3}. \tag{9.76}$$

Ecuația de stare a conductorului pentru cele două temperaturi este:

$$\sigma_{\theta_{cr}} - \frac{a^2 g_1^2}{24\sigma_{\theta_{cr}}^2} E = \sigma_{(-5°+ch)} - \frac{a^2 g_3^2}{24\sigma_{(-5°+ch)}^2} E - \alpha E(\theta_{cr} - \theta_{-5°}).$$

Înlocuind în această ecuație expresia (9.76) se obține:

$$\sigma_{(-5°+ch)} \cdot \frac{g_1}{g_3} - \frac{a^2 g_1^2}{24\sigma_{(-5+ch)}^2} \cdot \frac{g_3^2}{g_1^2} E = \sigma_{(-5°+ch)} -$$

$$- \frac{a^2 g_3^2}{24\sigma_{(-5°+ch)}^2} E - \alpha E(\theta_{cr} - \theta_{-5°}),$$

de unde rezultă relația cu care se determină temperatura critică

$$\theta_{cr} = \theta_{-5°} + \sigma_{(-5°+ch)} \frac{1}{E \cdot \alpha}\left(1 - \frac{g_1}{g_3}\right), \tag{9.77}$$

unde: $\theta_{-5°} = -5°C$;

$\sigma_{(-5°+ch)}$ reprezintă efortul unitar în conductor la temperatura de $-5°C$, conductorul fiind acoperit cu chiciură;

E, α — modulul de elasticitate și coeficientul de dilatare liniară. Pentru conductoarele din două materiale sînt mărimile echivalente α_e și E_e;

g_1, g_3 — solicitările (sarcinile) specifice ale conductorului fără sarcini suplimentare și respectiv cu chiciură.

Dacă valoarea obținută pentru temperatura critică este mai mică decît temperatura maximă prevăzută de normativ ($+40°C$), rezultă că la $+40°C$

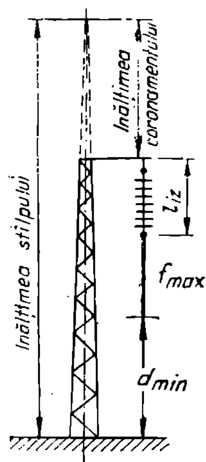


Fig. 9.11. Elementele necesare stabilirii înălţimii unui stîlp.

conductorul are săgeata cea mai mare şi aceasta va fi luată în calculul înălţimii stîlpului, iar dacă temperatura critică este mai mare de +40°C, săgeata maximă a conductorului, care va fi considerată la calculul stîlpului, este la — 5°C plus chiciură. Totodată, determinarea temperaturii critice este utilă şi pentru verificarea calculelor care se fac cu ajutorul ecuaţiei de stare.

9.8. Determinarea înălţimii stîlpului

Înălţimea stîlpului liniilor electrice aeriene se stabileşte ţinîndu-se seama de următoarele elemente: distanţa minimă admisă de la conductoare pînă la suprafaţa terenului sau a apei, săgeata maximă a conductorului, lungimea lanţului de izolatoare şi coronamentul stîlpului (fig. 9.11).

9.8.1. **Distanţele faţă de teren.** Sînt distanţele minime admisibile de la punctele cele mai de jos ale conductoarelor pînă la suprafaţa terenului traversat de linie şi depind de tensiunea liniei şi de natura zonei traversate. Aceste distanţe trebuie să fie mai mari în cazul zonelor populate, al traversării căilor ferate, şoselelor cu circulaţie intensă, canalelor navigabile etc. La traversarea rîurilor navigabile se va ţine seama de nivelul apelor celor mai mari şi de înălţimea vaselor care navighează. La noi în ţară s-a realizat o astfel de traversare a Dunării la Bechet, cu o linie de 220 kV în R.P. Bulgaria, unde au fost astfel de probleme de rezolvat.

Normativul pentru construcţia liniilor aeriene prevede pentru ţara noastră distanţele minime faţă de sol indicate în tabela 9.7.

Tabela 9.7

Valorile distanţelor minime faţă de sol

Zonă traversată de linie	Tensiunea liniei [kV]			
	$U \leqslant 20$	$20 < U \leqslant 110$	$U = 220$	$U = 400$
	m	m	m	m
— zone în afara zonelor locuite, accesibile transporturilor şi maşinilor agricole	6	5	7	8
— zone greu accesibile pentru oameni şi transport	4,5	5	6	7

În zonele muntoase distanţele de la conductoare în poziţie deviată sub acţiunea vîntului, la pantele terenului, la povîrnişurile stîncilor sînt mai mici decît cele din tabela 9.7.

9.8.2. **Săgeata maximă.** Pentru a determina corect înălţimea stîlpilor se ia în considerare săgeata cea mai mare, pe care o face conductorul fie la

— 5°C plus chiciură, fie la +40°C. La stabilirea acestei situații se are în vedere, așa cum s-a arătat mai aus, valoarea rezultată pentru temperatura critică.

9.8.3. **Lungimea lanțului de izolatoare.** Aceasta depinde de tensiunea nominală a liniei, de tipul de izolatoare folosit (capă, tijă), de numărul de lanțuri în paralel și de armăturile folosite atît la fixarea lanțului de izolatoare de consolă, cît și cele pentru fixarea conductorului de lanțul de izolatoare. La stabilirea înălțimii stîlpilor de întindere, de colț și terminali, lungimea lanțurilor de izolatoare nu are un aport important, deoarece, datorită forței cu care trag conductoarele de consolele stîlpilor, lanțurile de izolatoare sînt aproape orizontale. Datorită acestei situații, acești stîlpi sînt mai puțin înalți decît stîlpii de susținere la care lanțurile de izolatoare sînt verticale.

9.8.4. **Coronamentul stîlpului.** Coronamentul unui stîlp constituie partea superioară a acestuia, respectiv ultimul tronson al său, format din console pentru fixarea conductoarelor active și unul sau două vîrfare cu conductoarele de protecție. Distanțele dintre conductoarele liniilor sînt impuse în principal de necesitatea asigurării izolației liniei. Apropierea conductoarelor active între ele, față de conductoarele de protecție, sau față de una din părțile stîlpului sub anumite distanțe minime, poate conduce la străpungerea spațiului dintre ele și la apariția unor avarii.

În condițiile de funcționare normală a liniei, apropierea dintre conductoare are loc datorită acțiunii vîntului asupra conductoarelor, încărcării diferite a acestora cu chiciură, precum și datorită saltului conductoarelor la descărcarea bruscă a chiciurii.

Aportul coronamentului la înălțimea totală a stîlpului depinde de numărul de circuite cu care este echipată linia și de configurația punctelor de fixare a conductoarelor, respectiv triunghi sau în același plan orizontal la simplu circuit, și hexagon, brad direct sau întors la dublu circuit.

La așezarea conductoarelor pe stîlp se vor verifica distanțele minime între conductoarele active și cele între conductoarele active și de protecție sau părțile legate la pămînt. Mărimea acestor distanțe este dată de relația:

$$d = K\sqrt{f + l_i} + \frac{U_n}{150}, \qquad (9.78)$$

unde:

d este distanța între conductoare, în m;
K — coeficient depinzînd de tensiunea liniei, de materialul și secțiunea conductoarelor și de poziția lor pe stîlp, calculat cu relația (9.79):
f — săgeata maximă a conductoarelor, în m;
l_i — lungimea lanțului de izolatoare, în m; pentru izolatoarele rigide l_i este zero;
U_n — tensiunea nominală a liniei, în kV.

În cazul unei așezări oarecare a conductoarelor (fig. 9.12) coeficientul:

$$K = K_h + (K_v - K_h)\frac{b^2}{a^2 + b^2}, \qquad (9.79)$$

unde:

K_h, K_v sînt coeficienți ale căror valori variază în funcție de tensiunea nominală a liniei și de modul de așezare a conductoarelor;
a, b — au semnificația din figura 9.12.

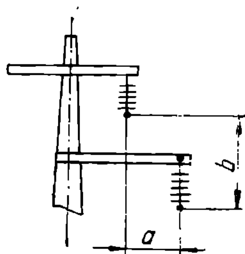


Fig. 9.12. Distanțele a și b pentru determinarea coeficientului K.

La stabilirea distanțelor dintre conductoare, în deschidere, se mai au în vedere: depunerea inegală de chiciură pe conductoarele situate pe verticală, saltul conductoarelor la căderea bruscă a chiciurii și apropierea conductoarelor datorită acțiunii vîntului, cînd acestea oscilează în sens opus unul față de celălalt (depărtîndu-se și apropiindu-se unul de celălalt).

Fixarea pe stîlp a conductoarelor de protecție se face ținîndu-se seama și de unghiul de protecție α format de planul vertical ce trece prin conductorul de protecție cu un plan ce trece prin acest conductor și conductorul activ cel mai depărtat (fig. 9.13). Valoarea acestui unghi este de circa 30°.

Prin normativul de proiectare al liniilor electrice aeriene se precizează de asemenea relații de calcul și chiar unele valori, pentru distanțele minime pînă la care se pot apropia conductoarele active de stîlpi, datorită acțiunii vîntului. Aceste valori sînt impuse îndeosebi de supratensiunile interne.

Pentru determinarea apropierii conductorului în punctul de fixare la lanțul de izolatoare de stîlp (fig. 9.14) se ține seama de greutatea conductorului G_0 și de presiunea exercitată de vînt pe conductor, avînd o lungime egală cu o deschidere P_{vc} (o jumătate de deschidere de o parte a stîlpului și o jumătate de cealaltă parte), precum și de greutatea lanțului de izolatoare G_{iz} și de presiunea vîntului pe acestea P_{viz} (fig. 9.14). Din figură se constată că apropierea:

$$d_1 = l_{iz} \cdot \sin\beta, \tag{9.80}$$

unde l_{iz} este lungimea lanțului de izolatoare;

$$\mathrm{tg}\,\beta = \frac{P_{vc} + \frac{P_{viz}}{2}}{G_c + \frac{G_{iz}}{2}}.$$

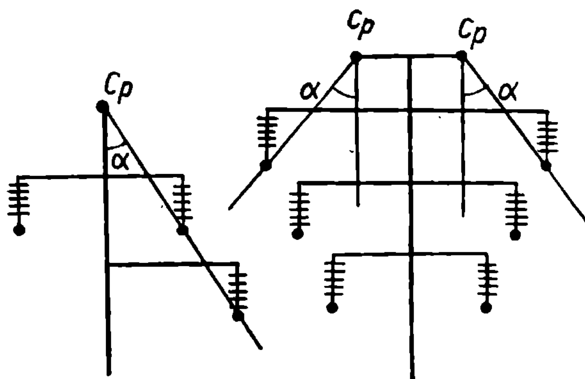


Fig. 9.13. Unghiul de protecție α pentru diferite coronamente.

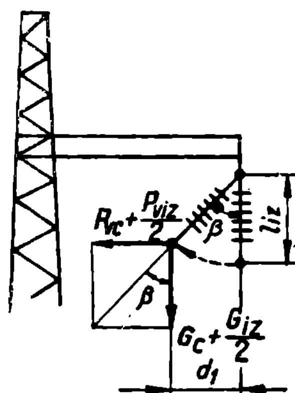


Fig. 9.14. Forțele datorită cărora se apropie conductorul de stîlp.

9.9. Ipoteze de dimensionare a stîlpilor

Dimensionarea stîlpilor liniilor electrice aeriene se face pentru două situații, și anume:

— funcționarea normală, cînd toate elementele componente ale liniei sînt în stare normală, fiind supuse acțiunii temperaturii, chiciurii și vîntului;

— situația de avarie cînd se consideră că o parte din conductoare sînt rupte într-o deschidere adiacentă a stîlpului care urmează să fie dimensionat.

Pentru *situația normală* normativul de proiectare prevede următoarele ipoteze de încărcare a conductoarelor și stîlpilor reprezentînd posibilități de realizare simultană a unor valori caracteristice ale temperaturii și vîntului, ținînd seama și de prezența sau lipsa chiciurii, și anume:

a. temperatură minimă, fără vînt și chiciură;
b. temperatură medie, fără vînt și chiciură;
c. temperatură medie, vînt 10 m/s, fără chiciură;
d. temperatură medie, vînt maxim, fără chiciură;
e. temperatură maximă, vînt maxim, fără chiciură;
f. temperatură —5°C, cu chiciură, fără vînt;
g. temperatură —5°C, cu chiciură și vînt.

Aceste ipoteze se pot grupa și combina în funcție de situația pentru care urmează să se verifice stîlpii în regim normal de funcționare. Normativul prevede 12 astfel de combinații.

Pentru *situația de avarie* se determină efortul F în lungul liniei în cazul ruperii unui conductor activ sau de protecție, care dă cel mai mare moment de încovoiere pentru stîlp sau cel mai mare moment de torsiune. Mărimea efortului F se stabilește după indicațiile din tabela 9.8.

Tabela 9.8

Valorile efortului F

Tipul stîlpului		Echiparea			Mărimea efortului [daN]
		Sistemul de prindere al conductorului	Cleme	Felul conductorului	
Susținere	normal	izolatoare de susținere	cu eliberarea conductorului	active	$F = 25\,d$
				de protecție	—
	întărit		cu reținerea conductorului	active	$F = 0{,}65\,T_c$
				protecție	$F = 0{,}4\,T_c$
Întindere, colț, terminal		Întindere	Întindere	active și de protecție	$F = T_c$

În această tabelă d reprezintă diametrul conductorului, în mm și T_c este efortul rezultant în conductor în condițiile prevăzute la ipoteza f de mai sus. În această situație se iau în considerare numai forțele verticale datorită greutății stîlpilor, izolatoarelor și conductoarelor cu chiciură, fără considerarea vîntului.

Pentru toate categoriile de stîlpi: de susținere, de întindere și terminali, normativul de proiectare indică și în situația de avarie condițiile meteorologice în care se verifică aceștia. De asemenea, stîlpii se mai verifică și pentru condițiile de montaj, cînd se consideră încărcări suplimentare datorite greutății montorului și dispozitivelor de montaj a căror mărime depinde de tensiunea nominală a liniei.

Pentru a ține seama de prezența chiciurii pe stîlp și izolatoare se mărește greutatea acestora cu 10% și suprafața pe care bate vîntul cu 25% față de situația fără chiciură.

9.10. Dimensionarea stîlpilor liniilor electrice aeriene

Solicitările la care sînt supuși stîlpii liniilor electrice aeriene se datoresc greutății lor proprii, greutății tuturor conductoarelor active și de protecție montate pe ei, a chiciurii, atunci cînd există și a izolatoarelor respective, precum și presiunii vîntului pe conductoarele active și de protecție cu sau fără chiciură, pe lanțurile de izolatoare și pe stîlpii propriu-ziși. Eforturile datorită greutății diferitelor elemente sînt, după direcția lor de acționare, forțe verticale, iar cele datorite vîntului — forțe orizontale.

Greutatea fiecărui conductor acționează în punctul său de fixare la consolă, iar presiunea vîntului în punctul de fixare în clemă al conductorului.

Pentru a observa modul cum acționează asupra unui stîlp forțele menționate, se consideră un stîlp metalic cu dublu circuit cu coronament de tip hexagon, cu un conductor de protecție (fig. 9.15, *a*, *b*).

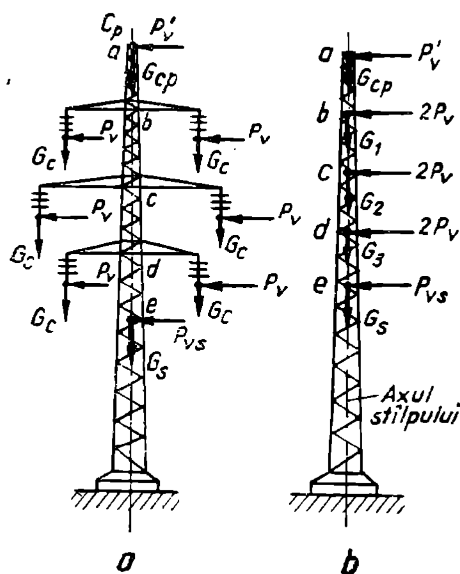


Fig. 9.15. Modul de acționare a forțelor verticale și orizontale asupra unui stîlp.

Presiunea vîntului pe cele două conductoare active $2P_v$ de la fiecare consolă acționează asupra stîlpului în secțiunile de fixare ale celor trei console *b*, *c*, *d*; presiunea vîntului pe conductorul de protecție P_v' acționează în punctul de fixare al acestuia *a*, iar în *e*, centrul de greutate al stîlpului acționează presiunea vîntului pe toate elementele stîlpului P_{vs}. Greutățile elementelor respective acționează asupra corpului stîlpului în axul său, și anume: în *a* — greutatea conductorului de protecție G_{cp}, în *b*, *c*, *d* — greutățile G_1, G_2, G_3, reprezentînd fiecare în parte greutatea a două conductoare active, a lanțurilor de izolatoare și a consolei la capetele căreia sînt suspendate conductoarele, iar în *e* greutatea stîlpului fără console G_s. În cazul cînd stîlpii se împart într-un număr de tronsoane care urmează să fie dimensionate separat, greutatea fiecărui tronson și

presiunea vîntului pe elementele sale se aplică în centrul de greutate al fiecăruia.

După ce s-au stabilit valorile și punctele de acționare ale forțelor pe stîlpi, se poate trece la calculul acestora. Acest calcul are drept scop, propriu-zis, nu dimensionarea elementelor componente ale stîlpului, ci verificarea acestor elemente care se aleg în prealabil, fie pe baza unei experiențe proprii, fie după alte modele existente în diferite îndrumare.

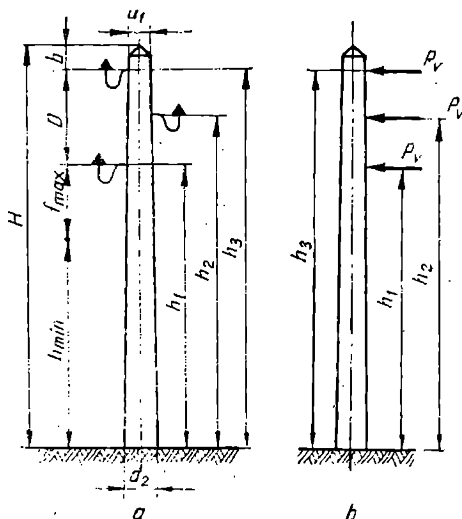


Fig. 9.16. Forțele care intervin la calculul stîlpului de susținere din lemn.

9.10.1. **Dimensionarea stîlpilor de lemn.** Tipul de stîlp cel mai frecvent întîlnit în linie îl constituie stîlpul de susținere. Determinarea înălțimii unui astfel de stîlp, fără adaosuri (fig. 9.16, *a*) se face după stabilirea deschiderii, a săgeții maxime f_{max}, a distanței minime față de sol h_{min} și a distanței dintre conductoarele extreme D. Deci, înălțimea totală a stîlpului:

$$H = h_{min} + f_{max} + D + b, \qquad (9.81)$$

unde b este distanța de la axa suportului curb superior pînă la vîrful stîlpului.

Ponderea cea mai mare la verificarea stîlpului ales o au forțele datorită presiunii vîntului P_v pe cele trei conductoare, aplicate la distanțele h_1, h_2 și h_3 față de pămînt (fig. 9.16, *b*) și care solicită stîlpul la încovoiere. Valoarea maximă a momentului încovoietor este la suprafața pămîntului, fiind dată de expresia:

$$M_i = P_1 h_1 + P_2 h_2 + P_3 h_3. \qquad (9.82)$$

Efortul unitar maxim în această secțiune este dat de relația:

$$\sigma_{max} = \frac{M_i}{W}, \qquad (9.83)$$

unde W este modulul de rezistență corespunzător acestei secțiuni de diametru d și egal cu:

$$W = \frac{\pi d^3}{32}. \qquad (9.84)$$

Valoarea care se obține pentru σ_{max} trebuie să fie mai mică decît valoarea maxim admisibilă a efortului unitar dat de normative pentru lemnul din care este făcut stîlpul.

9.10.2. **Dimensionarea stîlpilor de lemn format A.** Sînt stîlpii speciali ai liniei cu stîlpi de lemn și sînt plantați, în general, cu cele două picioare

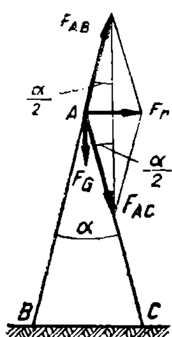


Fig. 9.17. Forțele care acționează asupra stîlpului de tip *A* la întinderea conductoarelor.

(fig. 9.17) în lungul liniei. Forțele care acționează asupra unui astfel de stîlp, de exemplu, de întindere, la montarea conductoarelor, sînt în direcția liniei și corespund tracțiunii în conductoare. Pentru verificarea stîlpului se poate considera rezultanta F_r a acestor forțe situată la vîrful stîlpului.

Această forță se poate descompune după direcțiile celor două picioare în componentele F_{AB} și F_{AC}. Aceste forțe la un stîlp normal, cu cele două picioare dispuse simetric, sînt egale. Astfel:

$$F_{AB} = F_{AC} = \frac{F_r}{2 \sin \frac{\alpha}{2}}. \tag{9.85}$$

Forța F_{AB} solicită piciorul AB la întindere, iar forța F_{AC} solicită piciorul AC la flambaj. Totodată trebuie considerată și forța verticală F_G reprezentînd greutatea conductoarelor și izolatoarelor. Și această forță se poate descompune după cele două picioare ale stîlpului, obținîndu-se:

$$F_{G(AB)} = F_{G(AC)} = \frac{F_G}{2 \cos \frac{\alpha}{2}}. \tag{9.86}$$

Efortul unitar în piciorul AB, supus la întindere este:

$$\sigma_i = \frac{-F_{(AB)}}{s'} + \frac{F_{G(AB)}}{s}, \tag{9.87}$$

unde:

s' reprezintă secțiunea piciorului stîlpului din care se scad găurile buloanelor;

s — secțiunea totală a piciorului stîlpului,

iar pentru piciorul solicitat la flambaj se poate folosi metoda coeficientului de flambaj:

$$\sigma_c = \frac{F_{AC} + F_{G(AC)}}{s\varphi} \leqslant \sigma_{ac}, \tag{9.88}$$

unde:

φ este coeficientul de flambaj;

σ_{ac} — efortul unitar admisibil la compresiune al lemnului.

La îmbinarea la vîrf a stîlpilor de tip A se folosește o pană (fig. 9.18) realizată dintr-un lemn mai rezistent decît stîlpul și care împiedică alunecarea celor două picioare unul față de celălalt. Sub acțiunea forței F_r aplicată la vîrful stîlpului pana este supusă unui cuplu $V \frac{b}{2}$, care tinde să rotească pana în lăcașul ei. Rotirea este împiedicată de pereții laterali ai stîlpului consolidați prin buloanele I și II. Considerînd repartiția liniară a solici-

tării pe fețele laterale ale penei (fig. 9.18, *b*), se obține:

$$D = \frac{1}{2} \cdot \frac{ac}{2} \sigma_c, \qquad (9.89)$$

unde *c* este adîncimea penei.

Pentru realizarea echilibrului penei rezultă:

$$D \frac{2a}{3} = V \frac{b}{2}. \qquad (9.90)$$

Din relațiile (9.89) și (9.90) se obține efortul unitar:

$$\sigma_c = \frac{3Vb}{a^2c}. \qquad (9.91)$$

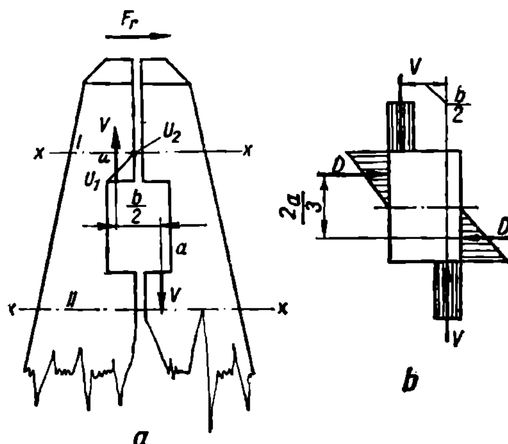


Fig. 9.18. Solicitările penei stîlpilor de tip *A*.

Atît stîlpul, cît și pana sînt solicitate și de eforturi tăietoare, care pentru stîlp, care este din esență mai moale, acționează în direcția u_1u_2 (fig. 9,18, *a*) și în secțiunea *uc*. Efortul unitar se determină cu expresia:

$$\tau = \frac{F_{AB}}{uc}. \qquad (9.92)$$

Dacă efortul unitar τ depășește valoarea admisibilă, se pot utiliza două pene pentru mărirea secțiunii.

O altă categorie de stîlpi de lemn o constituie stîlpii portal, dar care în prezent, în afară de liniile în care există astfel de stîlpi, nu se mai realizează.

9.10.3. Calculul stîlpilor de beton armat. Stîlpii de beton armat se dimensionează prin considerarea stadiului de rupere, caracterizat de atingerea eforturilor unitare limită în oțel și în beton, adică a limitei de curgere σ_c a oțelului și a limitei de rupere la compresiune prin încovoiere R_i a betonului.

Eforturile de calcul orizontale și verticale (fig. 9.19) datorită greutății *G*, presiunii vîntului P_v și ruperii unui conductor *T* în situația normală și de avarie se determină după indicațiile din subcapitolul 9.9.

Efectul cel mai important asupra stîlpului este cel produs de încovoiere datorită forțelor menționate.

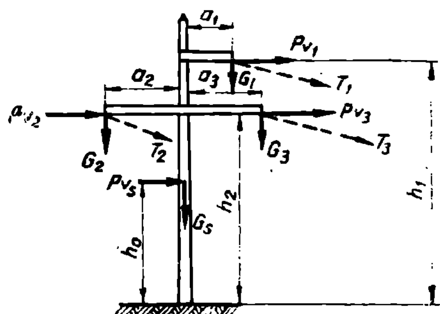


Fig. 9.19. Eforturile de calcul ale unui stîlp de beton armat.

Momentul încovoietor M_{ni} în secțiunea de încărcare, cea mai solicitată în regim normal, este dat de relația:

$$M_{ni} = G_1a_1 + G_2a_2 + G_3a_3 + + P_{v1}h_1 + (P_{v2} + P_{v3})h_2 + P_{vs}h_0, \qquad (9.93)$$

iar în regim de avarie:

$$M_{ai} = G_1a_1 + G_2a_2 + + G_3a_3 + T_ih_i, \qquad (9.94)$$

unde *i* reprezintă faza *1*, *2* sau *3* unde s-a rupt conductorul.

În regimul de avarie se mai determină momentul de torsiune cel mai mare:

$$M_t = a_2T_2 = a_3T_3, \tag{9.95}$$

la nivelul consolelor și momentul încovoietor M_{ci} la care se dimensionează consola:

$$M_{ci} = a_2T_2 = a_3T_3 \tag{9.96}$$

și:

$$M_{Gi} = (G_{iz} + G_c')\, a_2,$$

unde:

G_c' este greutatea conductorului rămas pe consolă;

G_{iz} — greutatea lanțului de izolatoare.

Pentru ca solicitările care apar datorită acestor momente atît în oțel, cît și în beton să nu conducă la deteriorarea stîlpului, se admite un coeficient de siguranță care rezultă din relația:

$$CM_i = M_r, \tag{9.97}$$

unde:

C este coeficientul de siguranță;

M_i — momentul dat de sarcinile aplicate;

M_r — momentul capabil al secțiunii celei mai solicitate.

Datorită momentului încovoietor dat de sarcinile aplicate stîlpului de beton apar solicitări la compresiune într-o parte a secțiunii stîlpului, I (cea din direcția în care tinde să se încovoaie stîlpul) și solicitări la întindere în partea opusă, II (fig. 9.20). Dreapta în care solicitarea este nulă și care separă cele două părți ale secțiunii stîlpului reprezintă *axa neutră* A_n și poziția ei se determină pentru a ști în ce măsură betonul reprezentat prin S_b este solicitat la întindere. Deoarece betonul nu rezistă la întindere, tot acest efort trebuie să-l preia armătura de oțel. În partea S_a supusă la compresiune lucrează atît armătura, cît și betonul și deci se iau ambele în considerare.

Prin calculele care se fac se exprimă două condiții de echilibru:

— forța axială rezultată în secțiune este nulă, adică cele două solicitări — de întindere și de compresiune — din cele două părți S_b și S_a se echilibrează, respectiv:

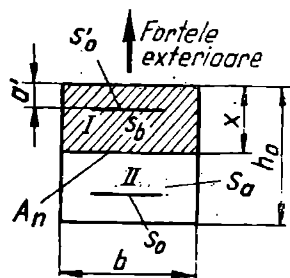


Fig. 9.20. Solicitările într-o secțiune a unui stîlp de beton armat.

$$S_bR_i + S_0\sigma_c = \sigma_cS_0'; \tag{9.98}$$

— momentul forțelor interioare este egal cu momentul de rupere al forțelor exterioare:

$$\begin{aligned} S_bR_i(h_0 - 0{,}5x) + \sigma_cS_0'(h_0 - a') &= \\ = CM = M_r, \end{aligned} \tag{9.99}$$

unde:

S_0' reprezintă secțiunea armăturii de oțel comprimată;

S_0 — secțiunea armăturii de oțel tensionată;

$S_b = bx$ reprezintă secțiunea de beton comprimată;
a' — acoperirea cu beton a armăturii comprimate;
x — grosimea stratului de beton comprimat.

Pentru tipul de secțiune aleasă — dreptunghiulară — mai trebuie respectate următoarele restricții:

$$x \leqslant 0{,}5\ h_0;\ x \geqslant 0{,}2\ a';\ M_r \leqslant 0{,}5\ R_t b h_0. \tag{9.100}$$

Ținîndu-se seama de relațiile (9.98) și (9.99) se pot determina și procentele de armare:

$$\mu = \frac{S_b}{b \cdot h_0}\ \text{și}\ \mu' = \frac{S_0'}{b \cdot h_0}. \tag{9.101}$$

După aceleași principii se dimensionează și consolele în ipoteza că și acestea sînt realizate din beton armat.

9.10.4. **Calculul stîlpilor metalici.** Stîlpii metalici se realizează într-un număr mare de tipuri, ceea ce face ca la calculul lor să se țină seama de elementele specifice fiecărui tip.

Pentru prezentarea modului de calcul al unui tip de stîlp metalic, se consideră tipul dat în figura 9.15, reprezentînd un stîlp cu dublu circuit, cu coronament în formă de hexagon, frecvent folosit și în țara noastră la liniile de 110 kV.

Prima etapă a calculului o constituie stabilirea mărimii și punctelor de aplicație ale forțelor care acționează asupra sa datorită presiunii vîntului, greutății proprii și suprasarcinilor, precum și determinarea înălțimii, cu alegerea coronamentului (fig. 9.14 și 9.15).

După aceea se aleg pe baza experienței sau cu ajutorul îndrumarelor de proiectare, după tipuri de stîlpi asemănătoare, profilele pentru montanți, diagonale și console. Calculul propriu-zis al stîlpului devine astfel un calcul de verificare al profilelor alese, din punctul de vedere al efortului unitar, care apare în diferitele elemente și al mărimii acestora față de valorile admise de normativele în vigoare, pentru fiecare din cele două situații: de funcționare normală și de avarie.

Întrucît solicitările elementelor componente ale unui stîlp cresc de la vîrf spre bază, pentru a evita utilizarea nerațională a profilelor, se împarte stîlpul într-un număr de 3—6 tronsoane, funcție de înălțimea sa. În acest fel se pot utiliza pentru fiecare tronson profilele corespunzătoare solicitărilor din zona respectivă.

Profilul de oțel laminat cel mai utilizat este cornierul cu aripi egale (pentru montanți, console și diagonale) și, în unele cazuri, profilul *U* pentru tălpile consolelor. Pentru diagonale se mai folosește și oțelul beton.

a. Verificarea montanților. Montanții sînt, în general, patru și constituie muchiile stîlpului pe toată lungimea sa. În secțiune, dispoziția lor este la majoritatea stîlpilor după colțurile unui pătrat (fig. 9.21, *c*).

Forțele orizontale, datorită presiunii vîntului, solicită montanții la încovoiere, momentul încovoietor crescînd spre baza stîlpului, unde are valoarea maximă (secțiunea *C—C*, fig. 9.21, *a*).

Verificarea acestora se face după valoarea cea mai mare a momentului încovoietor de-a lungul fiecărui tronson, adică la baza acestuia. Pentru stîlpul

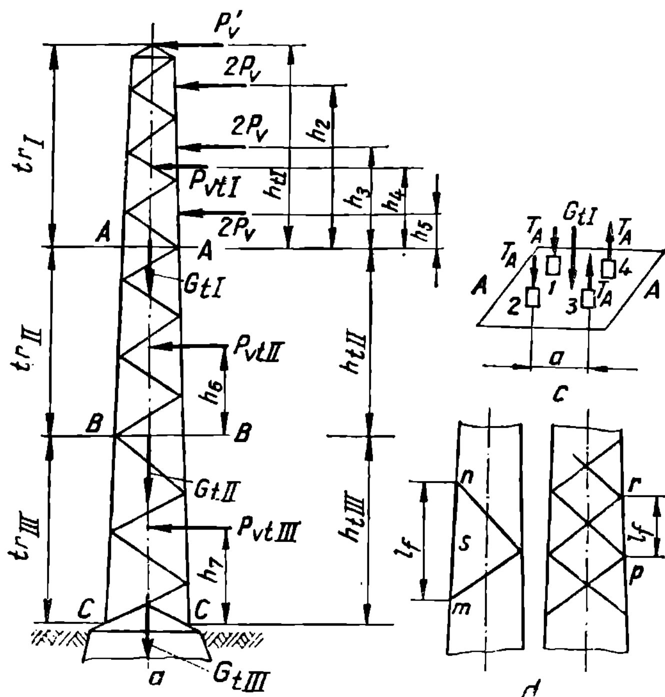


Fig. 9.21. Elemente de calcul pentru verificarea montanţilor stîlpilor metalici.

considerat (fig. 9.21, *a*) s-au considerat trei tronsoane: tr_I, tr_{II} şi tr_{III}, cu aceeaşi pantă, cu înălţimea h_{tI}, h_{tII}, h_{tIII}, primul conţinînd şi coronamentul stîlpului.

Pentru montanţii tronsonului *I* se calculează momentul încovoietor faţă de secţiunea *A—A* cea mai solicitată, al tuturor forţelor orizontale de deasupra acesteia, şi anume:

$$M_{A-A} = P'_v \cdot h_{tI} + 2P_v(h_2 + h_3 + h_5) + P_{vtI} \cdot h_4, \qquad (9.102)$$

unde, în afara notaţiilor cunoscute, P_{vtI} reprezintă forţa datorită presiunii vîntului pe elementele primului tronson, aplicată în centrul de greutate al acestuia.

Datorită acestui moment, în montanţii tronsonului superior, în secţiunea *A—A*, apar eforturi de compresiune în montanţii *1* şi *2* şi de întindere în montanţii *3* şi *4* (fig. 9.21, *c*). Forţele corespunzătoare care acţionează în fiecare montant sînt egale între ele şi se determină folosind relaţia:

$$T_A = \frac{M_{A-A}}{2a}, \qquad (9.103)$$

unde *a* este distanţa între axele niturilor montanţilor unei feţe.

Peste forţele T_A se suprapun cele datorite forţelor verticale, reprezentate prin G_{tI}, şi care constituie suma greutăţilor tuturor elementelor stîlpului, situate deasupra secţiunii *A—A* (conductoarele active şi de protecţie, izolatoarele, precum şi diagonalele, alese în prealabil).

Datorită simetriei stîlpului, G_{tI} acționează în axul acestuia și se repartizează uniform pe cei patru montanți, fiecăruia revenindu-i forța:

$$G_A = \frac{G_{tI}}{4}. \tag{9.104}$$

Ținînd seama de sensurile reciproce ale forțelor T_A și G_A rezultă că pentru montanții supuși la compresiune (*1* și *2*), forța de compresiune rezultantă T_{cA} este:

$$T_{cA} = T_A + G_A, \tag{9.105}$$

iar pentru cei supuși la întindere, forța rezultantă este:

$$T_{iA} = T_A - G_A. \tag{9.106}$$

Se constată deci că montanții trebuie verificați atît la întindere, datorită forței T_{iA}, cît și la compresiune, datorită forței T_{cA}.

Această verificare constă în determinarea efortului unitar la întindere σ_i și la compresiune, respectiv la flambaj σ_c, iar valorile care se obțin trebuie să fie mai mici decît cele admise de normativ, în cazul de față pentru regimul normal de funcțiune al liniei.

Astfel:

$$\sigma_i = \frac{T_{iA}}{S_{As}}, \tag{9.107}$$

unde S_{As} reprezintă secțiunea profilului montantului ales, slăbită, adică scăzînd eventualele găuri ale niturilor în secțiunea A,

iar:

$$\sigma_c = \frac{T_{cA}}{S_A\varphi(\lambda)}, \tag{9.108}$$

unde:

S_A reprezintă secțiunea totală a profilului (întrucît nitul lucrează la compresiune);

$\varphi(\lambda)$ — o mărime în general subunitară, funcție de coeficientul de zveltețe:

$$\lambda = \frac{l_f}{i}, \tag{9.109}$$

unde:

l_f este lungimea de flambaj a montantului;

i — raza de girație.

Ambele aceste mărimi depind de faptul dacă stîlpul are diagonale simple sau duble. Astfel, dacă stîlpul are diagonale simple, l_f este egal cu distanța dintre punctele de fixare a două diagonale (*m*, *n*) pe un montant, pe aceeași față a stîlpului (fig. 9.21, *d*), iar pentru raza de girație se ia i_x. Aceasta deoarece montantul are fixate pe fața din stînga, în punctul *s*, două diagonale care nu permit flambarea perpendicular pe planul hîrtiei, ci numai la dreapta sau la stînga punctului *s*. În cazul diagonalelor duble, l_f se ia de asemenea între două puncte succesive de fixare a diagonalelor (*p*, *r*) (fig. 9.21, *d*), care delimitează o lungime de montant practic egală cu jumătate din cazul diagonalelor simple.

Pentru raza de girație se ia i_{min}, ceea ce înseamnă că pe porțiunea p-r montantul poate flamba după orice direcție. Rezultă deci, că adoptarea diagonalelor duble în loc de diagonale simple îmbunătățește condițiile de comportare la flambaj a montanților.

Verificarea montanților tronsoanelor inferioare *II* și *III* se face repetînd calculele făcute pentru tronsonul superior, diferența constînd în faptul că pentru calculul momentelor M_{B-B} și M_{C-C} trebuie considerate și lungimile acestor tronsoane $h_{t\,II}$ și $(h_{t\,II} + h_{t\,III})$ și momentele datorită acțiunii vîntului pe fiecare din cele două tronsoane precum și greutățile celor două tronsoane, $G_{t\,II}$ în secțiunea $B-B$ și $(G_{t\,II} + G_{t\,III})$ în secțiunea $C-C$.

În calculele efectuate mai sus pentru verificarea montanților s-au folosit solicitările care apar în situația normală de funcționare. Montanții trebuie verificați, conform normativului de proiectare și în situația de avarie, care constă fie din ruperea unui conductor activ care dă cel mai mare moment de încovoiere, fie din ruperea unui conductor de protecție. În acest caz, mărimea efortului care acționează asupra montanților solicitîndu-i la încovoiere, se determină conform indicațiilor din tabela 9.8. Pentru verificarea montanților la acest efort, se consideră cel mai mare moment încovoietor dat în secțiunea de la partea inferioară a tronsonului examinat, fie de forța corespunzătoare ruperii conductorului de protecție, fie de forța F notată cu *2* (fig. 9.22, *a*) egală cu forța rezultată la ruperea conductorului activ. Datorită acestui moment încovoietor apar în montanți, ca și în situația normală, forțe care îi rolicită la întindere și la compresiune. La aceste forțe se mai adaugă cele datosite greutății tuturor elementelor stîlpului, situate deasupra secțiunii exami-

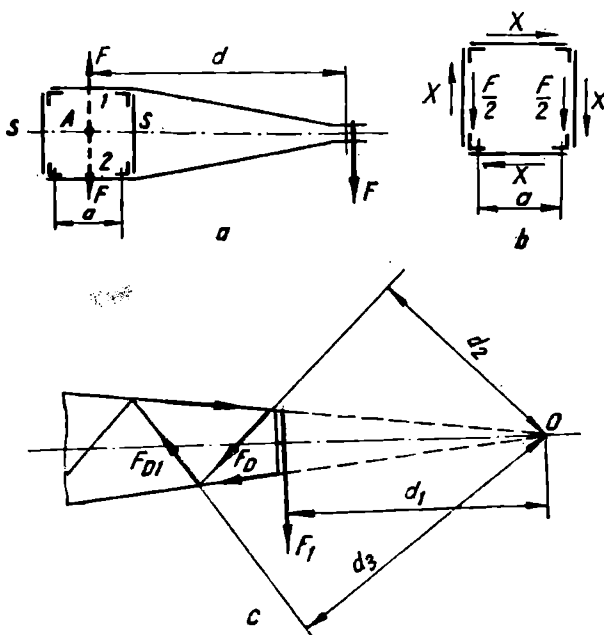


Fig. 9.22. Elemente de calcul pentru verificarea diagonalelor stîlpilor metalici.

nate, încărcate cu chiciură, dar fără considerarea vîntului, aşa cum se prevede în normativul de proiectare.

Calculul pentru verificarea montanţilor în situaţia de avarie se face folosind relaţiile (9.103) — (9.109), ca şi în situaţia normală, cu diferenţa că valorile obţinute pentru eforturile unitare σ_i (9.107) şi σ_e (9.108) pot să fie mai mari, conform normativului, decît cele pentru situaţia normală.

b. Verificarea diagonalelor. Solicitările diagonalelor se datoresc forţelor exterioare care exercită asupra stîlpului un moment de torsiune. Un astfel de moment apare şi la ruperea unui conductor.

Cel mai mare moment de torsiune este dat de ruperea conductorului fixat la capătul consolei celei mai lungi.

Pentru a determina forţa F (fig. 9.22, *a*), care apare la capătul consolei în cazul ruperii conductorului, se duc în centrul A al secţiunii stîlpului două forţe *1* şi *2* egale şi de sens contrar şi egale cu F. Se observă că una dintre aceste forţe şi anume forţa *1* şi cu cea iniţială dau un cuplu:

$$M_t = F \cdot d, \tag{9.110}$$

iar cealaltă forţă *2* solicită stîlpul la încovoiere, aşa cum s-a menţionat mai sus.

Cuplul M_t torsionează stîlpul. Efectul său poate fi înlocuit prin două cupluri în cadrul secţiunii $S-S$ a tălpilor consolei, fiecare avînd cîte o forţă X pe fiecare latură a secţiunii (fig. 9.22, *b*):

$$F \cdot d = 2aX, \tag{9.111}$$

de unde:

$$X = \frac{F \cdot d}{2a}. \tag{9.112}$$

Forţa *2* din axul stîlpului se poate descompune în această secţiune în două forţe $F/2$ care acţionează pe cele două feţe din stînga şi din dreapta sa paralel cu forţele X. După cum se constată din figura 9.22, *b*, cele două forţe de pe faţa din stînga $\left(X \text{ şi } \frac{F}{2}\right)$ sînt de sensuri contrare şi au rezultanta:

$$F_2 = X - \frac{F}{2}, \tag{9.113}$$

iar cele de pe faţa din dreapta au acelaşi sens şi rezultanta:

$$F_1 = X + \frac{F}{2}. \tag{9.114}$$

Întrucît forţa $F_1 > F_2$ diagonalele vor fi verificate pentru F_1 (fig. 9.22, *c*).

Forţa F_1 solicită în afara diagonalelor şi montanţii. Pentru a reţine numai forţa din diagonala F_D se iau momentele faţă de punctul fictiv O de întîlnire a direcţiilor montanţilor obţinut prin prelungirea acestora. Faţă de acest punct momentul forţelor din montanţi este zero.

În acest caz se obţine:

$$F_1 \cdot d_1 = F_D \cdot d_2, \tag{9.115}$$

de unde:

$$F_D = F_1 \frac{d_1}{d_2}. \tag{9.116}$$

Forța F_D solicită diagonala respectivă la flambaj și urmează să se determine efortul unitar σ_e în funcție de lungimea de flambaj l_f a acesteia.

În același fel se procedează cu diagonala următoare, adică:

$$F_{D1} = F_1 \frac{d_1}{d_3}. \tag{9.117}$$

După cum se constată din relațiile (9.116) și (9.117), acestea au același numărător, iar numitorul crește cu cît diagonala care se verifică se găsește mai jos față de secțiunea în care acționează F_1. Rezultă deci că, mergînd spre baza stîlpului efortul în diagonale scade, dar se observă că lungimea acestora crește și cu ea și lungimea de flambaj, ceea ce conduce la condiții mai grele de comportare la flambaj. În cazul cînd coeficientul de zveltețe depășește 150, valoarea maximă admisă pentru diagonale de normativul de proiectare, se vor adopta diagonalele duble, care se sudează în punctul de intersecție, micșorîndu-se astfel aproximativ la jumătate lungimea de flambaj.

c. Verificarea consolelor. În majoritatea cazurilor consolele stîlpilor metalici susțin cîte un conductor fixat prin lanțul de izolatoare la capăt. Solicitările unei astfel de console în regim normal se datoresc, de asemenea, fie vîntului maxim și greutății fără chiciură, fie greutății cu chiciură și vîntului corespunzător.

Tot în regim normal, dar fără vînt și fără chiciură, este necesar să se mai considere o greutate suplimentară G_s, la capătul consolei, pentru situația de montaj, datorită platformei cu montor și scule.

Forțele orizontale P_v corespunzînd presiunii vîntului pe conductor și pe lanțul de izolatoare, fără sau cu chiciură (fig. 9.23, *a*) solicită tălpile consolei la compresiune, respectiv la flambaj și acționează în direcția bisectoarei unghiului α al acestora. Descompunînd pe P_v după direcțiile tălpilor se calculează:

$$P_1' = P_2' = \frac{P_v}{2\cos\frac{\alpha}{2}}, \tag{9.118}$$

care solicită tălpile la flambaj.

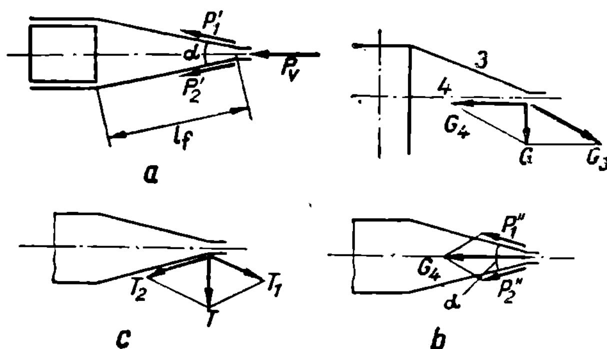


Fig. 9.23. Elemente de calcul pentru verificarea consolelor stîlpilor metalici.

Rezultanta forțelor verticale G (fig. 9.23, *b*) acționează tot la capătul consolei și însumează greutățile conductoarelor, izolatoarelor și componenta greutății consolei G_{cons} la vîrf, fără sau cu chiciură, iar în condiții de montaj și forța G_s. Descompunînd forța G după direcțiile bisectoarei unghiului tălpilor *4* și a bisectoarei unghiului tiranților *3* se determină componentele respective G_4 și G_3. Datorită forței G_4 în tălpile consolei apar forțele P_1'' și P_2'' care, ca și P_1' și P_2' solicită tălpile la flambaj. Fiecare talpă preia eforturi rezultante egale, respectiv

$$P_1' + P_1'' = P_2' + P_2'' = P. \tag{9.119}$$

Pentru verificarea la flambaj a fiecărei tălpi la acest efort se consideră inițial ca lungime de flambaj l_f toată lungimea tălpii (fig. 9.23, *a*) și numai în cazul cînd coeficientul de subțirime $\lambda > 150$ sau efortul unitar:

$$\sigma_c = \frac{P}{s \cdot \varphi(\lambda)} > 1\,600 \text{ daN/cm}^2, \tag{9.120}$$

se vor prevedea contravîntuiri, una sau două, care reduc la jumătate sau la o treime lungimea de flambaj a tălpilor.

În situația de avarie, corespunzînd ruperii conductorului fixat la capătul consolei, asupra acesteia acționează atît rezultanta greutăților G (fig. 9.23, *b*) cu chiciură, fără vînt, precum și forța orizontală T în direcția liniei, rezultată prin ruperea conductorului activ într-o deschidere adiacentă a cărei mărime se determină după indicațiile din tabela 9.8. Descompunînd această forță după direcțiile celor două tălpi (fig. 9.23, *c*), se obțin forțele T_1 care solicită talpa *1* la întindere și T_2 care solicită talpa *2* la compresiune, respectiv flambaj. Verificarea se face ca în situația normală, suprapunînd efectele celor două forțe G și T cu deosebirea că în această situație efortul unitar poate ajunge pînă la 2 000 daN/cm².

9.10.5. **Principii de calcul a fundațiilor stîlpilor.** În calculul fundațiilor stîlpilor liniilor electrice aeriene se ține seama de natura și coeziunea terenului și de momentele și forțele care acționează asupra stîlpului și asupra lor. Pentru ca să se asigure stabilitatea fundației, adică, pentru ca aceasta să nu se ducă în jos, prin tasarea terenului, să nu se încline sau să fie smulsă, este necesar să se adopte *coeficienți de siguranță* care reprezintă raportul dintre forțele și momentele limită, la care fundația își pierde stabilitatea și cele aplicate.

Valorile coeficienților de siguranță sînt funcție de tipul stîlpului (susținere etc.) și de regimul de funcționare (normal sau de avarie) și se stabilesc prin prescripții.

În cazul fundației masive sau monobloc în care sînt fixați cei patru montanți solicitările fundației datorită forțelor exterioare acționează prin componenta verticală G_s reprezentînd greutatea stîlpului, a conductoarelor și izolatoarelor și prin componenta orizontală F (fig. 9.24, *a*) care acționează la înălțimea H egală cu înălțimea stîlpului și dă un moment de răsturnare pentru fundație (fig. 9.24, *a*). Acestui moment de răsturnare i se opun momentele reacțiunilor solului sub talpa fundației R, pe fețele laterale R_1 și R_2, precum și momentele forțelor de frecare dintre sol și fundație $\mu' R$, $\mu' R_1$, $\mu' R_2$, $\mu' R_{a1}$, $\mu' R_{a2}$.

Greutăților G_s, precum și greutății fundației G_f și a solului antrenat în mișcarea fundației li se opun componentele verticale ale acestor reacțiuni.

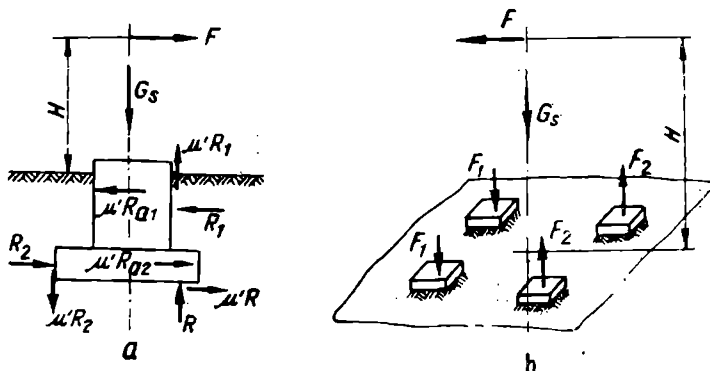


Fig. 9.24. Solicitările fundațiilor.

În cazul fundațiilor fracționate, cînd fiecare montant este fixat într-o fundație, componentele verticale ale forțelor exterioare pot fi de smulgere F_2 (fig. 9.24, *b*) și de împingere F_1. Forței de smulgere i se opune greutatea fundației și a solului antrenat.

Trebuie precizat că pînă în prezent nu s-au putut stabili relații riguroase între forțele și reacțiile menționate și nici pentru determinarea exactă a eforturilor maxime în sol și a deformațiilor care le corespund.

Pentru rezolvarea problemei s-au făcut diverse ipoteze care au fost verificate prin încercări experimentale și apoi corectate, unde a fost cazul.

În mod corespunzător s-au elaborat mai multe metode de calcul prezentate în majoritate în manualele de specialitate și îndeosebi metodele care se recomandă spre a fi utilizate sînt prezentate și în normativele de proiectare.

O problemă mai simplă din punct de vedere al fundării, o pun stîlpii de lemn care, în general, se încastrează direct în pămînt. Adîncimea de plantare h, în soluri medii cu rezistență admisibilă 2 daN/cm², se calculează cu formula:

$$h = 1{,}5 + \frac{L - 8}{10}, \tag{9.121}$$

în care L este lungimea totală a stîlpului.

Diametrul gropii este bine să fie cît mai aproape de al stîlpului, deoarece pămîntul săpat și bătut are totuși rezistența mai mică decît a celui nemișcat.

Aplicația 9.1. Să se efectueze calculul mecanic al conductoarelor active ale unei linii electrice aeriene de 110 kV. Conductoarele active sînt de tip OL-Al și au secțiunea de 240/40 mm².

Linia trece prin zona a *II-a* meteorologică. Deschiderea între stîlpi se adoptă $a = 250$ m.

REZOLVARE

Se determină sarcinile de calcul ale conductorului activ, cu relațiile (9.1) — (9.7):

$$g_1 = 1{,}03\,\frac{2{,}67 \cdot 241{,}2 + 7{,}647 \cdot 56{,}2}{297{,}4} \cdot 10^{-3} = 3{,}7 \cdot 10^{-3}\ \text{daN/m.mm}^2,$$

unde: $s_a = 241{,}2\ mm^2$; $s_o = 56{,}2\ mm^2$.

$$g_2 = \frac{3{,}14 \cdot 13(22{,}4 + 13) \cdot 0{,}9}{297{,}4} = 10^{-3} = 4{,}4\ daN/m.mm^2,$$

unde: $d = 22{,}4$ mm; $\eta = 1$ și $b = 13$ mm.

$$g_3 = (3{,}7 + 4{,}4) \cdot 10^{-3} = 8{,}1 \cdot 10^{-3}\ daN/m.mm^2;$$

$$g_4 = 0{,}75 \cdot 1{,}1 \cdot 22{,}4 \frac{27^2}{16 \cdot 297{,}4} \cdot 10^{-3} = 2{,}84 \cdot 10^{-3}\ daN/m.mm^2,$$

unde: $\alpha = 0{,}75$; $K = 1{,}1$; $\Phi = 90°$.

$$g_5 = \sqrt{(3{,}7 \cdot 10^{-3})^2 + (2{,}84 \cdot 10^{-3})^2} = 4{,}66 \cdot 10^{-3}\ daN/m.mm^2;$$

$$g_6 = 0{,}85 \cdot 1{,}2 \cdot (22{,}4 + 13) \frac{13^2}{16 \cdot 297{,}4} \cdot 10^{-3} = 1{,}285 \cdot 10^{-3}\ daN/m.mm^2;$$

$$g_7 = \sqrt{(8{,}1 \cdot 10^{-3})^2 + (1{,}285 \cdot 10^{-3})^2} = 8{,}13 \cdot 10^{-3}\ daN/m.mm^2.$$

Se determină caracteristicile mecanice ale conductorului activ.
Coeficientul de elasticitate echivalent se calculează cu relația (9.13):

$$E_e = \frac{5\,500 \cdot 241{,}2 + 19\,600 \cdot 56{,}2}{297{,}4} = 8\,165\ daN/mm^2,$$

unde: $E_a = 5\,500\ daN/mm^2$ și $E_o = 19\,600\ daN/mm^2$.
Coeficientul de dilatare termică echivalent se calculează cu relația (9.15):

$$\alpha_e = \frac{23 \cdot 10^{-5} \cdot 5\,500 \cdot 241{,}2 + 1{,}1 \cdot 10^{-5} \cdot 19\,600 \cdot 56{,}2}{5\,500 \cdot 241{,}2 + 19\,600 \cdot 56{,}2} = 1{,}75 \cdot 10^{-5}\ grd^{-1},$$

unde: $\alpha_a = 2{,}3 \cdot 10^{-5}\ grd^{-1}$ și $\alpha_0 = 1{,}1 \cdot 10^{-5}\ grd^{-1}$.

Efortul unitar echivalent la întindere în aluminiu se calculează cu relația (9.24).

a) La $\theta = -30°C$:

$$\sigma_{ai} = 8 \cdot \frac{8\,165}{5\,500} - (2{,}3 \cdot 10^{-5} - 1{,}75 \cdot 10^{-5})(15° + 30°) \cdot 8\,165 = $$
$$= 9{,}64\ daN/mm^2;$$

b) La $\theta = -5°C$:

$$\sigma_{ai} = 8 \cdot \frac{8\,165}{5\,500} - (2{,}3 \cdot 10^{-5} - 1{,}75 \cdot 10^{-5})(15° + 5°) \cdot 8\,165 = $$
$$= 10{,}76\ daN/mm^2.$$

Deschiderea critică a conductorului se calculează cu relația (9.73):

$$a_{cr} = \sqrt{\frac{24 \cdot 1{,}75 \cdot 10^{-5}(-5° + 30°)}{\left(\frac{8{,}1 \cdot 10^{-3}}{10{,}76}\right)^2 - \left(\frac{3{,}7 \cdot 10^{-3}}{9{,}64}\right)^2}} = 181\ m.$$

Determinarea temperaturii critice se face utilizînd relația (9.77):

$$\theta_{cr} = -5 + \frac{10,76}{8\,165 \cdot 1,75 \cdot 10^{-5}}\left(1 - \frac{3,7 \cdot 10^{-3}}{8,1 \cdot 10^{-3}}\right) = 32,3^\circ\text{C}.$$

Calculul săgeții pentru diverse temperaturi (tabelul de montaj) se face rezolvînd ecuația de stare (9.67) în situațiile respective.

Se alege ca stare de referință situația conductorului la ($-5^\circ\text{C} + ch$) și se aduce ecuația (9.67) la o formă mai simplă:

$$10,76 - \frac{250^2(8,13 \cdot 10^{-3})^2 \cdot 8\,165}{24 \cdot 10,76^2} = \sigma_m - \frac{250^2(3,7 \cdot 10^{-3})^2 \cdot 8\,165}{24\sigma_m^2} -$$

$$- 1,75 \cdot 10^{-5} \cdot 8\,165(-5^\circ - \theta_m),$$

respectiv

$$\sigma_m - \frac{291}{\sigma_m^2} = 0,14 - 0,143\,\theta_m.$$

Se rezolvă această ecuație pentru diverse temperaturi alese (θ_m). Rezultatele sînt date în tabela 9.9.

Cunoscînd eforturile (σ_m) în conductor, se pot calcula cu relațiile (9.49) — (9.74) săgețile corespunzătoare. Valorile acestora sînt date în tabela 9.9.

Tabela 9.9

Valorile eforturilor și săgeților funcție de temperatură

Nr. crt.	Temperatura (θ_m) [°C]	Efortul (σ_m) [daN/mm²]	Săgeata (f) [m]
1	—30	8,47	3,42
2	—20	7,8	3,7
3	— 5 (fără chiciură)	6,95	4,18
4	— 5 (cu chiciură)	10,76*	5,72*
5	0	6,67	4,33
6	15	6,025	4,8
7	30	5,5	5,25
8	40	5,2	5,56

* Valorile efortului unitar și ale săgeții în situația conductorului cu chiciură nu se găsesc pe curbele normale, fără chiciură, $\sigma = f_1(\theta)$ și $f = f_2(\theta)$, ele constituind puncte singulare.

Capitolul 10

PROIECTAREA ŞI CONSTRUCŢIA LINIILOR ELECTRICE

Fiecare linie electrică în parte, ce urmează să fie construită, constituie un obiectiv separat care trebuie analizat şi soluţionat în condiţii tehnice şi economice cît mai avantajoase. Etapele mai importante în realizarea unei linii din momentul stabilirii necesităţii acesteia sînt proiectarea şi construcţia.

10.1. Elemente de proiectare

10.1.1. **Fazele de proiectare.** Prima fază importantă a proiectării este *studiul tehnico-economic* în care, pe baza puterii de transportat prin linie şi a condiţiilor de siguranţă în alimentarea consumatorilor, se stabileşte soluţia cea mai avantajoasă din punct de vedere tehnico-economic prin compararea variantelor posibile. Prin studiul tehnico-economic se stabilesc, în primul rînd, caracteristicile electrice ale liniei şi încadrarea ei în configuraţia reţelelor din zona respectivă, atît în situaţia normală de funcţionare, cît şi în cazurile de avarii care pot apărea. Astfel se stabilesc: tensiunea nominală a liniei, secţiunea economică a conductoarelor active, necesitatea prevederii conductoarelor de protecţie, numărul de circuite etc. Se stabilesc, de asemenea, cel puţin pe hartă, cîteva trasee posibile ale liniei pentru a determina aproximativ lungimea acesteia şi se alege un tip de stîlp. Pe baza acestor date se apreciază costul liniei, ţinînd seama de costul altor linii similare realizate anterior. Această primă fază de proiectare pentru liniile de 110 kV mai importante şi pentru cele de tensiuni mai ridicate, se execută de către proiectantul de sistem din institutul de proiectare, care coordonează şi răspunde de dezvoltarea raţională a sistemului energetic.

În cazul liniilor de 110 kV folosite pentru distribuţie, precum şi pentru cele de medie tensiune, studiile tehnico-economice, dezvoltate la nivelul importanţei fiecărei linii, se întocmesc de către proiectanţii din întreprinderile de reţele electrice, în zona cărora urmează să se realizeze linia în studiu.

Faza următoare de proiectare o reprezintă proiectul unificat, care constituie propriu-zis *proiectul de execuţie* a liniei, în care se stabilesc toate elementele necesare realizării liniei.

La elaborarea proiectului de execuţie trebuie să se ţină seama de prescripţiile şi reglementările legale şi, îndeosebi, de normativul pentru proiectarea liniilor electrice aeriene.

Prima acţiune în cadrul proiectării o constituie stabilirea traseului liniei, care trebuie să fie cel mai scurt posibil, dar pe care de multe ori se găsesc o

serie de obstacole naturale sau create de om și care obligă pe proiectant să le ocolească sau să ia măsuri suplimentare. Astfel pot apărea denivelări mari de teren, munți, văi, terenuri fugitive, mlăștinoase, păduri, rîuri, fluvii navigabile, zone locuite, căi ferate, șosele cu circulație intensă, alte linii electrice sau de telecomunicații, poligoane de tragere, aeroporturi. Pe unele dintre acestea trebuie să le ocolească, dar fără să lungească mult linia și să nu se depărteze prea mult de căile de acces, care ușurează atît construcția liniei, cît și lucrările de întreținere și reparații.

În general, o linie aeriană trebuie să prezinte cît mai puține traversări de obstacole din cele menționate și colțuri, care necesită stîlpi speciali și conduc la un cost mai ridicat.

Primele studii asupra variantelor de traseu posibile se fac pe hărți topografice la scara 1/100 000 sau 1/20 000, iar dintre variantele studiate se rețin unul, maximum două trasee, care se apreciază că sînt cele mai indicate și se trece la recunoașterea și studierea lor pe teren. Cu această ocazie se examinează în mod deosebit și condițiile de fundare ale stîlpilor. Se mai studiază depunerile maxime de chiciură și starea keraunică din regiune, fie pe baza statisticilor institutului meteorologic, sau altor unități, care au instalații în zonă (de exemplu, linii de telecomunicații), fie prin informațiile obținute de la localnicii din regiune.

10.1.2. **Trasarea și ridicarea nivelmentului traseului.** După stabilirea definitivă a traseului, se fixează colțurile acestuia, care se marchează prin borne, urmărindu-se realizarea de aliniamente cît mai lungi. Se trece apoi la jalonarea liniei, care se execută prin mai multe metode, cea mai folosită fiind metoda celor trei jaloane. Această metodă constă în fixarea pe axa liniei cu ajutorul teodolitului, a trei jaloane la distanțe de 20—25 m unul de altul și după aceea se avansează succesiv cu amplasarea jaloanelor în lungul liniei, astfel încît pe traseu să existe tot timpul cîte trei jaloane.

Pichetarea traseului se realizează prin măsurarea cu ajutorul panglicii de oțel, traseul, precum și punctele speciale ale acestuia (maluri, margini de șosele, linii de telecomunicații traversate, poduri, livezi etc.) fiind marcate cu țăruși. La unul sau doi kilometri se fixează cîte un punct de reper, care poate folosi în cazul în care au fost scoși țărușii.

Unghiurile pe care un aliniament le face la cele două capete cu aliniamentele adiacente sînt măsurate cu teodolitul.

Nivelmentul traseului reprezintă stabilirea înălțimii cotelor de nivel față de o origine dată, aleasă în raport cu nivelul mării și se realizează fie cu ajutorul nivelei și se numește *nivelment geometric*, fie cu ajutorul teodolitului și se numește *nivelment trigonometric*. Acesta se folosește îndeosebi în cazul denivelărilor mai accentuate.

Ridicările transversale reprezintă cunoașterea terenului de o parte și de alta a traseului liniei, și se efectuează pe porțiunile de traseu în care linia trece printre dealuri, printre munți sau pe lîngă un alt obstacol lateral.

Planul profilului în lung constituie una din piesele cele mai importante ale proiectului liniei, pe care se trec toate elementele importante ale traseului ales pentru linie și este utilizat la amplasarea stîlpilor liniei.

Astfel, pe planul profilului în lung (fig. 10.1) se încadrează traseul liniei în configurația zonei, indicîndu-se drumurile din apropiere, liniile de telecomunicații, coridoarele care trebuie defrișate, eventuale construcții etc. De

Fig. 10.1. Amplasarea stîlpilor pe plan.

asemenea se indică unghiurile făcute de aliniamentele succesive și traversările care urmează să se realizeze peste drumuri, căi ferate, alte linii de energie electrică sau de telecomunicații etc.

În partea de jos a planului se mai dau o serie de indicații privind denumirea și distanțele dintre punctele mai importante ale traseului, cotele diferitelor puncte, distanțele dintre stațiile de vizare, distanțele între stîlpii amplasați, precum și distanțele cumulate dintre stîlpi.

Este indicat ca pe profilul în lung să se specifice și natura subsolului.

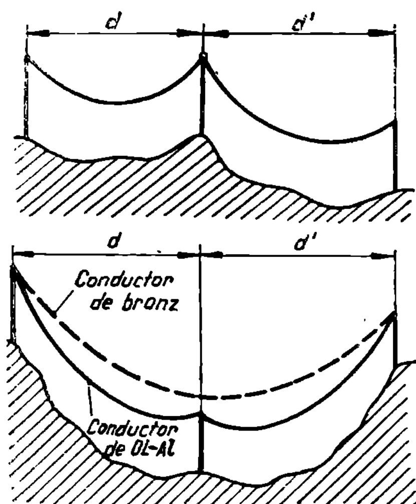


Fig. 10.2. Amplasarea stîlpilor în locuri denivelate.

10.1.3. **Amplasarea stîlpilor.** După realizarea profilului în lung al liniei, se fixează stîlpii pe traseu. Puncte inițiale le constituie stîlpii de la care se efectuează întinderea conductoarelor, și anume: stîlpii de colț, stîlpii de întindere din aliniament (între 2—10 km), stîlpii de la traversarea căilor ferate etc. Se caută, pe cît posibil, ca distanța dintre stîlpii succesivi de susținere să fie egală cu deschiderea nominală, care corespunde deschiderii optime, pentru care costul liniei este minim. Notarea stîlpilor, a distanțelor dintre ei, a distanțelor cumulate și a felului stîlpilor se face ca în figura 10.1.

Dacă terenul prezintă denivelări sau ondulări puternice, se va căuta ca în punctele de cotă maximă să se amplaseze cîte un stîlp (fig. 10.2) și să se evite amplasarea stîlpilor în locuri unde ar putea fi solicitați la smulgere. Pentru fixarea stîlpilor pe traseul liniei se folosește o diagramă care conține trei parabole (fig. 10.3).

Curba *1* reprezintă *curba conductorului* în ipoteza săgeții maxime, respectiv la temperatura maximă (+40°C) sau la —5°C și chiciură fără vînt. Curba *2*, denumită *curbă de gabarit*, se obține coborînd curba *1* cu o distanță constantă, egală cu distanța admisibilă de la conductor pînă la pămînt.

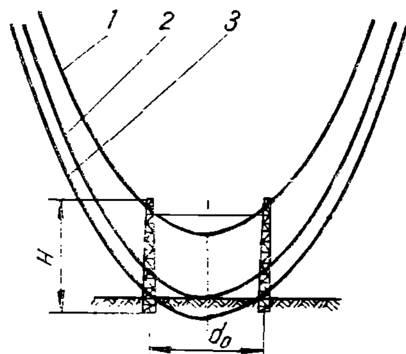


Fig. 10.3. Șablon pentru determinarea săgeților.

Curba *3*, denumită *curba de pămînt*, se obține din curba de gabarit *2*, deplasată în jos cu o distanță egală cu înălțimea punctului de suspensie a conductorului cel mai de jos față de sol pentru stîlpul de susținere normal, corespunzător deschiderii optime (nominale).

Folosirea diagramei se face deplasînd graficul, realizat pe celuloid sau calc, începînd cu un punct de întindere de-a lungul traseului, astfel încît axa ordonatelor să fie paralelă cu axa stîlpilor și observînd ca curba de gabarit să nu întretaie linia

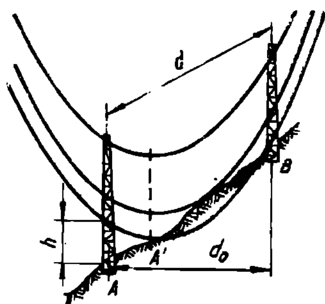


Fig. 10.4. Folosirea şablonului pentru amplasarea stîlpilor pe traseu.

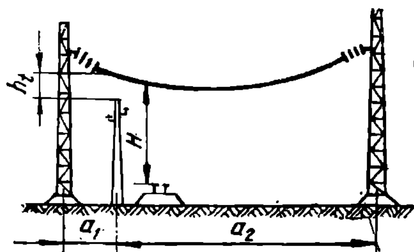


Fig. 10.5. Traversarea unei căi ferate.

profilului, ci numai să o atingă. Dacă, de exemplu, avem fixat stîlpul din stînga deschiderii (fig. 10.3) şi dorim să fixăm stîlpul următor, din dreapta, locul acestuia, după aşezarea diagramei aşa cum s-a menţionat, îl reprezintă punctul de intersecţie al curbei de pămînt cu linia profilului.

Pe terenuri accidentate, utilizînd cele trei curbe, se verifică dacă gabaritul de siguranţă al liniei este respectat prin folosirea stîlpilor de înălţime normală (fig. 10.4). În acest caz diagrama se aşază astfel încît curba de pămînt să treacă cel puţin prin baza unui stîlp (de exemplu, stîlpul *B*), iar curba de gabarit să fie tangentă la sol. Se observă că, dacă se amplasează al doilea stîlp al deschiderii în punctul *A*, este necesară supraînălţarea lui cu înălţimea *h*, pentru a respecta distanţa minimă la sol. Dacă stîlpul ar fi amplasat în punctul *A'*, supraînălţarea n-ar mai fi necesară, dar în acest caz s-ar micşora deschiderea liniei. Urmează ca proiectantul să stabilească dacă e mai economic un stîlp la distanţă mai mare dar supraînălţat, sau unul normal, la o distanţă mai mică.

Pentru denivelări mari se verifică, funcţie de poziţia conductoarelor în cazul săgeţilor minime (la —30°C), dacă unii stîlpi nu sînt supuşi la eforturi de smulgere.

La traversări speciale (drumuri regionale, căi ferate, şosele naţionale), distanţele dintre stîlpi pot fi micşorate faţă de deschiderea nominală, iar unul dintre stîlpi va fi aşezat în apropierea căii traversate, dar suficient de depărtat, astfel ca, în cazul ruperii stîlpului, să nu se blocheaze şoseaua sau calea ferată (fig. 10.5).

După amplasarea tuturor stîlpilor pe profilul longitudinal, cunoscîndu-se tipul, numărul şi înălţimea lor, se poate trece la calculul fiecărui tip de stîlp în parte, urmînd ca pe baza rezultatelor obţinute să se comande executantului stîlpii respectivi.

Tipurile de fundaţii necesare se stabilesc de proiectant funcţie de natura solului de-a lungul liniei.

10.2. Execuţia liniilor electrice aeriene

10.2.1. **Probleme generale tehnice şi organizatorice.** Problemele principale pe care le ridică executarea lucrărilor de linii electrice sînt următoarele:

a) metodele de execuţie;

b) industrializarea lucrărilor;

c) mecanizarea lucrărilor;
d) tehnologia de execuție;
e) organizarea lucrărilor.

a) La construcția liniilor electrice se pot aplica următoarele metode de execuție a lucrărilor.

— *Metoda de execuție în loturi,* care constă în împărțirea lungimii totale a liniei într-un număr de sectoare (loturi) de lucru aproximativ egale. Execuția începe și se desfășoară simultan în toate loturile, realizîndu-se viteze mari de execuție, dar cu concentrarea unor importante forțe de producție (utilaje și oameni).

— *Metoda de execuție în lanț,* care constă în executarea succesivă a diferitelor lucrări, cum ar fi: săparea gropilor, aducerea și plantarea fundațiilor, aducerea, asamblarea, ridicarea stîlpilor etc., fiind avantajoasă și din punct de vedere tehnico-economic.

— *Metoda de execuție mixtă,* folosită la linii lungi, care constă din împărțirea liniei în loturi și pentru fiecare lot se execută lucrările în lanț.

b) *Industrializarea lucrărilor* constă în executarea bazei materiale a lucrărilor în ateliere fixe și fabrici, astfel încît șantierele de lucrări să primească elemente constructive gata prefabricate care să nu necesite decît operațiuni de montaj. Trebuie însă să se țină seama de mijloacele de transport și de manevrare ale executantului și de condițiile de teren.

c) *Mecanizarea lucrărilor,* constînd în înlocuirea muncii manuale prin folosirea unor mecanisme sau dispozitive, este necesar să fie cît mai largă și complexă, întrucît aceasta contribuie la creșterea capacității de producție.

d) *Tehnologia de execuție* constituie totalitatea procedeelor de lucru aplicate pentru executarea corectă a lucrărilor și operațiilor necesare pe teren în scopul obținerii unei producții maxime și de calitate. Succesiunea de realizare a operațiilor constituie *fluxul tehnologic,* iar procedeele de lucru utilizate pentru realizarea diferitelor lucrări din fluxul tehnologic constituie *schema tehnologică.* Detalierea lucrărilor se face în fișele tehnologice.

e) *Organizarea lucrărilor* constă în rezolvarea problemelor tehnice, de asigurare materială și organizatorice, pentru realizarea în condiții tehnico-economice cît mai bune a lucrărilor necesitate de construcția liniei.

Se deosebesc trei categorii de lucrări:

— *lucrări de organizare a șantierului,* în care se cuprind drumuri și poduri, baracamente, depozite, ateliere, remize etc.;

— *lucrări de bază,* constituite din linia propriu-zisă;

— *lucrări anexe,* destinate să asigure funcționarea liniei, cum sînt: liniile telefonice, posturile de supraveghere etc., precum și măsuri pentru alte instalații afectate de construirea liniei, ca: protecția liniilor de telecomunicații mutarea unor linii electrice etc.

10.2.2. **Mijloacele de muncă.** În procesul de construcție și montaj al liniilor electrice, se folosește o gamă largă de utilaje după specificul fiecărei lucrări.

a) *Utilajele pentru lucrări de terasament* care servesc la săparea gropilor fundațiilor, a șanțurilor pentru centurile de pămînt, la umplerea, compactarea și nivelarea pămîntului. Pentru aceste operații se folosesc mașini de săpat gropi pe șenile sau pe pneuri, excavatoare cu cupă și buldozere, funcție de specificul terenurilor.

b) Utilajele pentru ridicat, folosite frecvent pentru încărcări şi descărcări de stîlpi, console, materiale tehnologice, asamblarea stîlpilor pe traseuri şi ridicarea stîlpilor pe fundaţii, sînt automacaralele montate pe şasiu pe autocamion, cu una sau mai multe axe motoare.

c) Utilajele de transport şi tracţiune cele mai folosite sînt autocamioanele cu sau fără remorci şi tractoarele cu remorci cu un ax sau cu două axe. Tractoarele mai asigură şi energia mecanică necesară acţionării dispozitivelor de săpare a gropilor, a pompelor, a grupurilor electrogene etc.

Alte utilaje necesare pe şantierul de construcţie a liniilor mai sînt motocompresorul pentru aerul comprimat, necesar la nituiri etc. şi agregatul de sudură.

10.2.3. Realizarea liniilor electrice aeriene

a) Pregătirea lucrului. Primele măsuri pe care urmează să le ia executantul, pe baza proiectului de execuţie, în vederea trecerii la realizarea liniei, privesc asigurarea bazei tehnico-materiale prin comenzile care trebuie date la atelierele şi fabricile care furnizează diferite subansamble prefabricate. Trebuie, de asemenea, să aloce şi să etapizeze utilajul necesar şi folosirea lui raţională în toate fazele de execuţie, să stabilească planul forţelor de muncă necesare pe diferitele etape, astfel încît să obţină indicatori economici cel puţin la nivelul celor realizaţi la construcţii anterioare similare.

De asemenea, întocmeşte programul calendaristic de execuţie a lucrărilor, după care se întocmesc toate celelalte elemente şi grafice necesare. La elaborarea lui se are în vedere respectarea termenului de dare în folosinţă, succesiunea tehnologică a lucrărilor şi decalajul între fazele de execuţie, asigurarea continuităţii lucrului pe şantier pe toată durata de execuţie planificată, ţinînd seama de specificul fiecărui anotimp. În figura 10.6 se dă un asemenea program calendaristic de execuţie.

b) Executarea fundaţiilor. Prima operaţie de construcţie a liniei o constituie executarea fundaţiilor, care necesită următoarele operaţii: trasarea şi excavarea gropilor fixate prin proiect, montarea fundaţiilor prefabricate sau turnarea betonului în cazul fundaţiilor din beton monolit, umplerea golurilor rămase şi compactarea pămîntului.

Trasarea gropilor constă în marcarea pe suprafaţa solului, în mărime naturală, a conturului acestora; dacă se sapă manual sau dacă se lucrează cu excavatorul se ţine seamă de creşterea dimensiunilor gropii la suprafaţă. În general, se caută însă ca săparea gropilor să se facă mecanizat, cu excepţia terenurilor stîncoase, îngheţate sau mocirloase.

La executarea fundaţiilor din beton turnat monolit trebuie să se dea multă atenţie mărcilor betoanelor folosite, dozării lor, cofrării gropilor şi armării, turnării betonului, compactării lui şi apoi decofrării.

Montarea fundaţiilor din prefabricate se reduce la introducerea lor în gropi special săpate în prealabil.

În cazul fundaţiilor pe piloţi, folosite de obicei în terenuri slabe, pentru a se reduce volumul săpăturilor, împlîntarea lor se face: prin lovire cu ajutorul unor sonete, prin presare sau prin vibrare.

c) Montarea stîlpilor. Această operaţie necesită manipularea, transportul pe distanţe mari şi în terenuri foarte variate şi ridicarea stîlpilor, care reprezintă elemente liniare de lungimi mari cu secţiuni mici faţă de lungime, fragile şi cu greutăţi pînă la $15 - 20 \cdot 10^4$N.

LINIA ELECTRICA AERIANA 110 kV
Simplu circuit pe stîlpi de beton

VOLUMUL FIZIC SI PLANUL CALENDARISTIC DE EXECUTIE A LUCRARILOR

Nr. crt.	Denumirea lucrării	VOLUMUL LUCRARII					PLAN DE LUCRU CALENDARISTIC					
		buc	km	m^2	m^3	t	I	II	III	IV	V	VI
	A. PREGATIREA TEHNICA											
1	Proiectul de executie											
2	Proiectul de organizare a santierului aprobat											
3	Contract finantare											
	B. LUCRARI PREGATITOARE											
1	Preluarea traseului-pichetarea liniei											
2	Defrișări											
3	Amenajarea căii de acces si a platformelor											
	C. ORGANIZAREA SANTIERULUI											
1	Amenajarea depozitelor de gări	4										
2	Amenajarea sediului-șantierului	1				50						
3	Amenajarea statiilor centrale de beton	3										
4	Amenajări mobile de santier	1										
	D. LUCRARI DE BAZA											
	I. Executarea fundatiilor											
1	Săparea gropilor	274			2385							
2	Betonarea fundatiilor stîlpilor de beton	250			1475	4500						
3	Betonarea fundatiilor stîlpilor metalici	24			316							
	II. Montarea stîlpilor											
1	Stîlpi de beton	250				1625						
2	Stîlpi metalici	24				70						
	III. Montarea conductoarelor și izolatoarelor											
1	Conductoare active OL-Al 3x120 mm^2		52			85						
2	Conductoare de protectie OL 50 mm^2		52			21						
3	Lanturi izolatoare-armături, cleme.	694				70						
	IV. Alte lucrări și finisaj											
1	Instalatii de legare la pămînt, finisări	274				24						
2	Vopsirea stîlpilor			2400		0.5						
3	Vopsirea consolelor			2500								

Fig. 10.6. Volumul fizic și planul calendaristic al unei lucrări la linia electrică aeriană, 110 kV, simplu circuit pe stîlpi de beton.

Tehnologiile de transport și montare a stîlpilor diferă după materialul din care sînt confecționați (lemn, metal, beton) și cuprind următoarele operații principale:

— transportul stîlpilor la bornă și depozitarea lor;
— asamblarea stîlpilor;
— plantarea stîlpilor.

Pentru transport, elementele componente ale stîlpilor trebuie să aibă dimensiuni corespunzătoare cu gabaritele mijloacelor de transport normale și greutăți care să permită manipularea lor.

Stîlpii de lemn se confecţionează din elemente simple: stîlpi, adaose, traverse, diagonale etc., care se manipulează şi se transportă uşor, aproape de capacitatea utilă. Elementele componente se asamblează la borne cu buloane sau prin matisare.

Stîlpii de beton şi metalici se transportă pe calea ferată cu vagoane corespunzătoare lungimilor elementelor ce se transportă. Stîlpii de beton, cu lungimi mari, 18—24 m, se transportă cu ajutorul a două vagoane, vîrful lor ieşind în afara vagonului principal, deasupra unui vagon suplimentar de siguranţă.

Pentru creşterea coeficientului de încărcare stîlpii metalici pot fi confecţionaţi pe panouri de tronsoane, care se transportă pachet, iar la borne se asamblează cu şuruburi.

Asamblarea stîlpilor se face prin asamblarea pieselor componente.

Amplasarea relativă a elementelor componente faţă de bornă se face astfel încît operaţiile de ridicare să fie cît mai uşoare, şi anume: axa de asamblare a stîlpului să concidă cu una din axele fundaţiei, iar planul consolelor să fie orizontal.

Stîlpii se asamblează, dacă este cazul, mai întîi în subansamble mari (tronsoane, traverse etc.), care apoi se prind unele de altele.

Ca exemplu, în figura 10.7 se indică modul de asamblare a tronsonului *II* al unui stîlp metalic confecţionat în panouri.

După asamblarea tronsonului *I*, baza acestuia se aşază pe chituci la o înălţime de 30 cm pentru a face posibilă asamblarea tronsoanelor următoare care sînt piramidale. Panourile (faţetele) tronsonului *II* se aşază la baza şi în continuarea tronsonului *I*.

Cele două panouri care au şi montanţii se montează vertical în stînga şi în dreapta. Celelalte două panouri *2* şi *4*, fără montanţi, formează feţele superioare şi inferioare. După aceea se trece la tronsonul *III*.

La stîlpii de beton operaţia de asamblare constă din montarea consolelor metalice sau de beton pe stîlpul propriu-zis, sau din asamblarea a doi stîlpi în paralel, în cazul stîlpilor speciali.

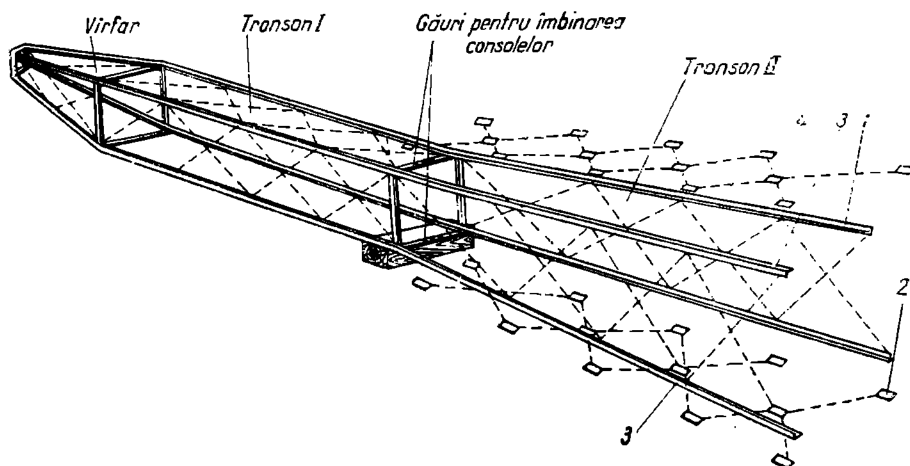


Fig. 10.7. Amplasarea tronsonului *II* al unui stîlp metalic confecţionat în panouri: *1* — montant dreapta; *2* — faţeta inferioară; *3* — montant stînga; *4* — faţeta superioară.

Prelungirea stîlpilor de beton centrifugat se realizează prin adăugarea unui tronson la partea de jos.

Plantarea stîlpilor cuprinde operațiile prin care stîlpul este adus din poziția de după asamblare, în poziție verticală corectă, fixat în fundația respectivă.

Prima lucrare o constituie verificarea tuturor operațiilor pregătitoare, după care urmează ridicarea propriu-zisă a stîlpului, alinierea și verificarea verticalității sale, fixarea în fundație și apoi demontarea dispozitivelor folosite la ridicare.

Pentru ridicarea stîlpilor se pot folosi mai multe metode:

— ridicarea manuală (numai pentru stîlpii de lemn);

— ridicarea prin tragere cu ajutorul unui dispozitiv de ridicat mobil sau fix (capră sau stîlp ajutător);

— ridicarea prin metode speciale (prin clădire);

— ridicarea cu ajutorul mecanismelor de ridicat speciale.

Metodele folosite pentru ridicarea stîlpilor trebuie să nu permită deformarea stîlpului sau fundației, să facă posibilă aplicarea mecanizării și să permită desfășurarea în lanț a operațiilor, după un anumit flux tehnologic.

Un utilaj folosit în multe țări și la noi pentru transportul și montarea stîlpilor cu rezultate foarte bune este helicopterul. Cu el se pot transporta tronsoane sau stîlpi întregi în puncte foarte accidentate ale traseului, se pot ridica stîlpi de beton sau metalici articulați pe fundație și încă o serie de alte operații importante.

Alinierea și fixarea stîlpilor se fac după ridicarea stîlpilor. Prin aliniere se caută ca stîlpul să fie pe aliniament sau la intersecția a două aliniamente și să aibă axa verticală; traversele să fie orizontale și la stîlpii de susținere să fie perpendiculare pe aliniament, iar la cei de colț pe bisectoarea unghiului.

După aducerea stîlpilor în poziție corectă, se fixează definitiv în fundații.

Stîlpii de lemn sau beton plantați direct în pămînt se fixează prin umplerea gropii cu tot pămîntul rezultat din săpătură și îndesarea lui cu maiul pînă se obține un sunet plin, iar în terenuri slabe se face folosind și straturi de pietriș, realizînd fundații burate.

Stîlpul de beton se fixează în golul unei fundații de beton turnate, prin umplerea cu un beton cu dozaj mai mare de ciment, pînă la nivelul penelor de lemn.

La stîlpii metalici fixați pe fundații prin intermediul picioarelor de fundații se montează buloanele definitive, se strîng puternic piulițele și se nituiesc capetele buloanelor, apoi în continuarea fundației se execută mici căciuli de beton sclivisit, care ies deasupra solului 10—15 cm și se termină în formă de piramidă acoperind buloanele de fixare pentru a le feri de rugină și a împiedica deșurubarea piulițelor.

Montarea conductoarelor și izolatoarelor. Pentru montarea conductoarelor se folosesc mai multe metode, funcție de tensiunea nominală și de tipul liniei.

Operațiile principale pentru realizarea acestui proces sînt următoarele:

— desfășurarea și montajul sus al conductoarelor, izolatoarelor și pieselor anexe;

— înnădirea conductoarelor în deschideri;

— stabilirea poziției definitive a conductoarelor, prin reglajul săgeților;

— fixarea conductoarelor în clemele de întindere și de susținere.

Pentru mecanizarea operațiilor se folosesc tractoare, cărucioare pe pneuri pentru derulat conductoare, remorci de derulat, role, dispozitive de lucru la înălțime (coș telescopic, cărucior de lucru pe conductoare, scăunel, scăriță) etc.

Pentru desfășurarea conductoarelor se folosește fie metoda cu tamburul mobil, fie cu tamburul fix. Prima metodă este cea mai utilizată dar este limitată la terenuri plane sau ușor accidentate. În timpul desfășurării, conductorul rămînînd pe sol, trebuie examinat cu atenție pentru a sesiza eventuale defecțiuni.

Desfășurarea conductoarelor se face fază după fază sau, dacă se dispune de mai multe utilaje, simultan 2—3 faze.

În cazul desfășurării cu tamburul fix conductorul se trage fie manual, fie cu tractorul, direct sau cu ajutorul unui fir pilot. Această metodă este mai larg folosită, deoarece asigură menținerea conductorului deasupra solului, evitîndu-se vătămarea lui.

Ridicarea lanțurilor de izolatoare și a conductoarelor, precum și fixarea izolatoarelor de console, se poate face chiar în timpul derulării cu ajutorul unei frînghii.

După desfășurarea pe rolă a tuturor conductoarelor urmează operația de întindere la săgeată. Pentru aceasta se alege, din panoul în care se face întinderea, o deschidere în care se face măsurarea săgeții și care se caută să fie, pe cît posibil, fără denivelări și situată în zona de mijloc a panoului. Pentru aceasta trebuie măsurată temperatura mediului și din tabela de săgeți se ia pentru deschiderea respectivă valoarea săgeții corespunzătoare.

În terenurile plane sau cu denivelări mici, măsurarea săgeții în timpul întinderii se face prin vizare directă. Întinderea se execută cu un tractor, camion sau cu un troliu montat după stîlpul de întindere. Se poate intercala și un dinamometru prevăzut eventual și cu un contact electric cu semnalizare optică sau acustică pentru semnalarea depășirii tracțiunii prescrise. Vizarea directă a săgeții se execută de un montor experimentat, urcat pe unul din stîlpii deschiderii alese (fig. 10.8) și care trebuie ca prin mijloace de tele- sau radiocomunicații sau prin semnalizări optice să țină legă-



Fig. 10.8. Măsurarea săgeții conductorului prin vizare directă.

tura cu şeful de echipă şi cu conducătorul utilajului care efectuează tragerea.

După stabilirea săgeţilor, sau respectiv tragerea la săgeată, conductoarele se fixează în clemele de întindere şi apoi în cele de susţinere.

10.3. Execuţia liniilor electrice în cablu

Operaţia de aşezare a cablurilor în poziţia de funcţionare poartă denumirea de *pozare*.

Sistemele de pozare utilizate curent sînt: direct în pămînt şi în tuburi de beton. În majoritatea ţărilor, ca şi la noi, se utilizează pozarea direct în pămînt a cablurilor.

Desfăşurarea cablurilor se poate face atît prin metoda tamburului fix, cît şi a tamburului mobil. Raportul admisibil dintre diametrul tobei tamburului şi al cablului este în jurul valorii 20.

10.3.1. **Pregătirea traseului şi executarea şanţurilor.** După studierea amănunţită a traseului, îndeosebi în privinţa instalaţiilor subterane care traversează traseul sau sînt în apropierea acestuia, se stabileşte axul şanţului şi se marchează marginile acestuia, precizîndu-se şi adîncimea şanţului. După desfacerea pavajului şi săparea şanţului, depozitarea diferitelor materiale rezultate din săpătură se face ca în figura 10.9. La schimbările de direcţie a traseelor, racordările vor avea raze de curbură egale cel puţin cu de 20 de ori raza cablului.

Traversările străzilor sau pieţelor se execută în tuburi de beton.

10.3.2. **Pozarea cablurilor direct în pămînt.** Se pozează direct în pămînt cablurile armate cu învelişuri exterioare, precum şi cablurile în material plastic.

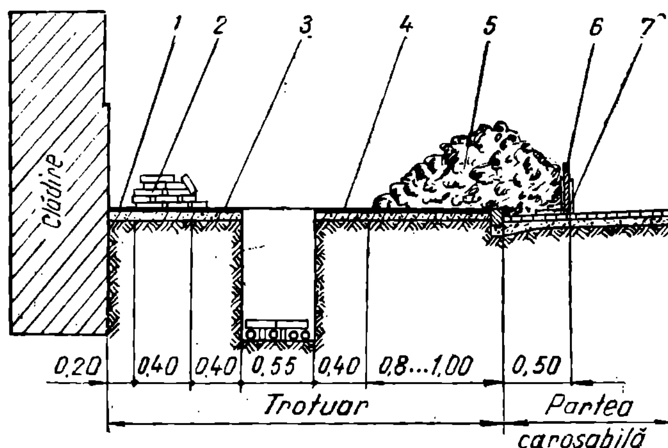


Fig. 10.9. Schemă de organizare a depozitării materialelor rezultate din săpătură la o canalizare directă:

1 — drum de acces pentru pietoni; *2* — loc pentru depozitat asfalt, beton, piatră; *3* — potecă pentru personalul şantierului; *4* — potecă pentru personal şi pentru depozitat cărămida; *5* — pămînt rezultat din săpătură; *6* — gard; *7* — colţari pentru susţinerea gardului.

Cablurile se așază pe un pat de nisip de 100 mm grosime și se acoperă cu un alt strat de nisip de aceeași grosime, care creează condiții mai bune de disipare a căldurii degajate în cabluri.

În solurile agresive (cu var, cu conținut de acizi) nu trebuie pozate cabluri.

Adîncimea minimă de pozare este de 0,7 m pentru cabluri pînă la 15 kV și de 1 m pentru cabluri de 20—35 kV, pentru a le feri de îngheț.

Distanțele pe orizontală între diferite cabluri sînt:

— 100 mm între cabluri pînă la 10 kV;

— 250 mm între cabluri peste 10 kV.

Între cablurile de tensiuni diferite se montează totdeauna un perete de cărămidă, indiferent de distanța dintre ele, care pe lîngă separarea traseelor mai are și rolul de protecție contra loviturilor.

Este necesar ca traseul cablurilor să fie reperat față de construcțiile principale existente sau unde nu sînt construcții să se prevadă repere speciale.

În figura 10.10 sînt reprezentate cîteva profile de pozare mai caracteristice.

Umplerea șanțului se face cu pămîntul rezultat din săpătură, care se bate cu maiuri manuale sau mecanice, pînă aproape de nivelul solului și apoi se lasă cîteva zile să se taseze. După aceea se reface pavajul.

10.3.3. **Îmbinarea cablurilor.** Pentru aceasta se folosesc manșoane de înnădire sau de derivație. Manșoanele de înnădire se folosesc la toate categoriile de cabluri pînă la 400 kV inclusiv, iar cele de derivație în mod curent pînă la 1 kV.

La executarea îmbinării trebuie avute în vedere următoarele cerințe:

— îmbinarea trebuie să asigure o continuitate perfectă a circuitului electric;

— să asigure condiții de izolare a conductoarelor la fel de bune ca însăși izolația cablurilor respective;

— să realizeze o etanșeitate a părții ei interioare și a cablului față de mediul exterior;

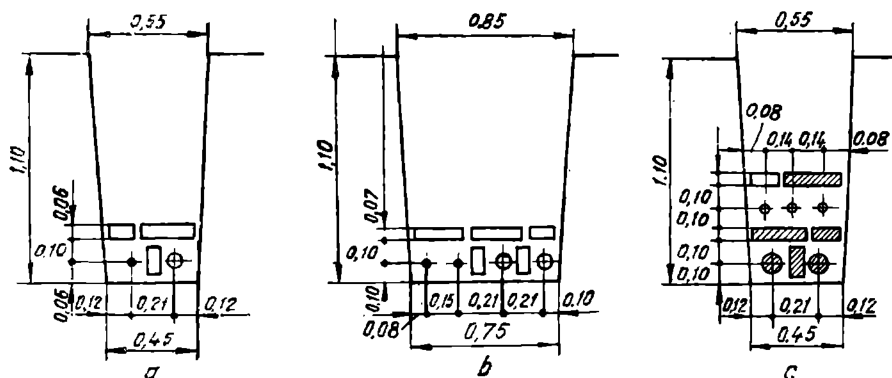


Fig. 10.10. Diferite profile de canalizări electrice subterane:
a — cablu de înaltă tensiune lîngă un cablu de joasă tensiune; *b* — două cabluri de joasă tensiune lîngă două cabluri de înaltă tensiune; *c* — trei cabluri de joasă tensiune peste două cabluri de înaltă tensiune (profil în etaj).

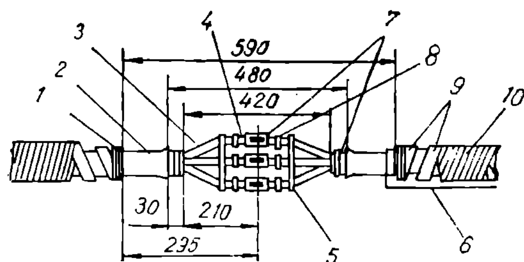


Fig. 10.11. Înnădirea conductoarelor în manşon de joasă tensiune:
1 — legătura de sîrmă; 2 — mantaua de plumb; 3 — izolaţia de hîrtie a fazei; 4 — partea fără izolaţie; 5 — plăci de porţelan pentru menţinerea distanţelor între faze; 6 — legătură la pămînt; 7 — cleme de înnădire; 8 — legătură cu sfoară; 9 — armătură de oţel; 10 — iută.

— odată începută execuţia unei îmbinări, ea nu trebuie întreruptă pînă la terminare.

Executarea îmbinării (manşonării) cablurilor necesită o serie de operaţii, care diferă funcţie de tipul cablului şi de tensiunea acestora. La cablurile de joasă tensiune se execută următoarele operaţii mai importante:

— la o distanţă de la capetele cablurilor egală cu jumătate din manşon plus 5—6 cm, se realizează un bandaj cu sîrmă galvanizată pentru a împiedica desfacerea învelişurilor cablurilor;

— se îndepărtează apoi stratul de iută, banda de oţel şi, pe o lungime de 30—40 cm, mantaua de plumb;

— se desface izolaţia de centură, se îndepărtează unele de altele cele trei faze şi apoi se desface la capete şi izolaţia fiecărei faze;

— capetele celor două cabluri astfel pregătite, se introduc în manşon şi se înnădesc cu clemele de legătură, după ce s-au curăţit capetele dezizolate cu benzină şi s-au uns cu o pastă de lipit (două cabluri pregătite sînt reprezentate în figura 10.11):

— se izolează conductoarele cu hîrtie impregnată, se montează capacul manşonului şi se toarnă prin deschiderea acestuia masa neagră la 120°C.

La cablurile de 5—15 kV această operaţie este în principiu similară, cu deosebirea că se foloseşte un manşon de plumb, care asigură continuitatea mantalelor de plumb ale celor două cabluri şi se foloseşte pentru umplere o masă de izolaţie de calitate superioară. Pentru manşonarea cablurilor de înaltă şi foarte înaltă tensiune s-au elaborat tehnologii speciale.

Odată cu extinderea folosirii cablurilor cu izolaţie de material plastic s-a elaborat o tehnologie specială pentru îmbinarea acestora. Dintre procedeele mai importante folosite pentru manşoane cu răşini epoxidice, se menţionează:

— turnarea în jurul îmbinării într-o formă;

— introducerea sub presiune, prin injectare într-un manşon realizat dintr-o ţesătură înfăşurată;

— izolament stratificat aplicat pe bază de răşină şi ţesătură.

10.3.4. **Execuţia cutiilor terminale.** Tehnologia de execuţie a cutiilor terminale este, în general, similară cu a manşoanelor de înnădire, cu anumite particularităţi. Astfel, cutia terminală trebuie să permită ieşirea conductoarelor neizolate şi în acelaşi timp să asigure etanşarea perfectă a părţii interioare a cablului de agenţii mediului exterior şi să împiedice, pe de altă parte, scurgerea masei de impregnare în exterior. Şi pentru cutiile terminale răşinile epoxidice capătă o utilizare tot mai largă şi în ţara noastră, avînd tehnologie de execuţie similară cu cea a manşoanelor de înnădire.

Capitolul 11

EXPLOATAREA LINIILOR ELECTRICE

Aceasta constă în ansamblul de măsuri care trebuie luate de către întreprinderile de rețele, cărora le aparțin liniile electrice, pentru a asigura condițiile necesare funcționării normale a acestora, fie prin acțiuni care să prevină apariția unor avarii, fie, cînd acestea apar, prin remedierea în timp cît mai scurt a elementelor avariate, în vederea reducerii la minimum a întreruperilor în funcționare.

Deși perioada de exploatare a liniilor electrice aeriene și subterane începe după realizarea și intrarea în funcțiune a acestora, este totuși necesar ca încă de la proiectarea și executarea acestora să existe preocupări deosebite de asigurare a condițiilor normale de desfășurare a tuturor acțiunilor care conduc la funcționarea continuă, fără deranjamente a liniilor. Specificul acestor acțiuni depinde de faptul dacă se referă la liniile electrice aeriene sau la liniile subterane.

11.1. Exploatarea liniilor electrice aeriene

11.1.1. **Măsuri necesare.** Pentru exploatarea liniilor electrice aeriene este necesar să se realizeze legături telefonice, posturi de supraveghere și de reparații, care în cazul liniilor mai importante să fie dotate și cu mijloace mecanizate și căi de acces în diferite puncte ale liniei de la drumurile existente în apropiere. Apropierea de linii pînă la cel puțin 0,5 km trebuie asigurată pe orice vreme.

11.1.2. **Supravegherea liniilor electrice aeriene.** Pentru cunoașterea stării liniilor aeriene instrucțiunile prevăd să se execute supravegheri *periodice* de zi și de noapte, care se fac fără scoaterea de sub tensiune și fără urcare pe stîlpi; ziua se observă starea traseului și a tuturor elementelor liniei, inclusiv culoarul liniei, iar noaptea se urmăresc defectele clemelor de înnădire și de întindere ale liniei, fenomenul de licărire la lanțurile de izolatoare etc.

Periodicitatea acestor supravegheri se stabilește funcție de tensiunea nominală și de importanța liniilor.

Se mai fac de asemenea supravegheri speciale care implică un control mai amănunțit al traseului liniei, atunci cînd aceasta a avut de suferit din cauza chiciurei, înghețurilor și dezghețurilor bruște, furtunilor, inundațiilor incendiilor de păduri, deplasărilor de teren etc.

De asemenea din dispoziția personalului tehnic superior, precum și după fiecare declanșare a liniei provocată de un defect, se mai fac supravegheri extraordinare, urmărindu-se stabilirea cauzei declanșării și locul defectului.

Eventualele defecțiuni observate cu ocazia supravegherilor și controalelor sînt comunicate secției de rețele pentru a le remedia dacă sînt mai ușoare, sau dispecerului, dacă este necesară scoaterea liniei din funcțiune pentru remediere.

11.1.3. **Revizia liniilor electrice aeriene (LEA).** Este activitatea care se execută cu periodicitate strictă pentru liniile electrice aeriene în funcțiune și în rezervă în scopul prevenirii defectelor, al determinării stării de uzură a instalațiilor și a stabilirii naturii și volumului de operații ce urmează a se executa cu ocazia unei reparații. Odată cu revizia se înlătură defecțiunile ce se constată, asigurîndu-se funcționarea normală a liniilor pînă la revizia următoare.

Operațiile care se execută la LEA cu ocazia reviziilor sînt multe, unele mai simple, altele mai complexe, funcție de elementele liniilor la care se efectuează, de poziția lor în linie, de tensiunea nominală a liniei etc.

Dintre aceste operații fac parte:

— verificarea vizuală amănunțită a tuturor elementelor constructive ale LEA (fundații, stîlpi, conductoare, izolatoare, cleme, armături etc.);

— tăierea copacilor și crengilor care au crescut în apropierea liniilor;

— repararea defecțiunilor mai simple la fundații (completarea cu pămînt ca urmare a tasării terenurilor, completarea șuruburilor, strîngerea piulițelor etc);

— verificarea stadiului de putrezire a stîlpilor de lemn;

— verificarea verticalității stîlpilor;

— întinderea conductoarelor la săgeată, în cazul în care săgețile acestora în anumite deschideri sînt mai mari decît cele normale;

— înlocuirea conductoarelor deteriorate datorită unor coroziuni, arcuri electrice etc;

— verificarea și întinderea ancorelor;

— înlocuirea izolatoarelor defecte;

— înlăturarea cuiburilor de păsări de pe stîlpi și lanțurile de izolatoare;

— verificarea integrității conductoarelor de protecție;

— verificarea și măsurarea rezistenței prizelor de pămînt etc.

Fiecare dintre operațiile de revizie necesită o pregătire corespunzătoare a echipelor care le execută și o anumită tehnologie în realizarea lor. Toate indicațiile necesare în acest sens sînt cuprinse în reglementări special întocmite.

La încheierea reviziei se întocmește un proces-verbal în care sînt indicate operațiile executate, numele executanților și data efectuării.

11.1.4. **Repararea liniilor electrice aeriene.** Această activitate constă din lucrările și operațiile necesare pentru menținerea sau aducerea în stare de funcționare, după o avarie, a unei linii electrice. Aceste lucrări pot fi clasificate după împrejurarea în care linia este introdusă în reparație și după volumul lucrărilor necesare.

a) Reparațiile de avarie se efectuează atunci cînd, linia fiind în funcțiune, apare un deranjament vizibil care impune scoaterea imediată din funcțiune

sau cînd apare un defect neprevăzut care conduce la scoaterea din funcţiune a liniei.

b) *Reparaţiile periodice* se fac în urma verificărilor periodice, în cazurile cînd se constată uzuri peste limitele admisibile ale unor elemente ale liniei, înainte ca aceasta să prezinte un deranjament vizibil sau să se defecteze.

c) *Reparaţiile preventiv-planificate* se stabilesc la anumite intervale de timp, fără a se aştepta uzura pronunţată sau defectarea unor elemente ale liniei. Astfel de reparaţii se planifică, iar perioadele după care se efectuează sînt dinainte stabilite, astfel încît să se prevină apariţia uzurii unor elemente sau a defectării liniei.

Reparaţiile preventiv-planificate pot fi:

— reparaţii capitale, prin care se prelungeşte durata de funcţionare a liniilor;

— reparaţii curente şi mijlocii, în scopul menţinerii în exploatare a liniilor.

Reparaţiile curente trebuie să aibă durată de execuţie redusă, întrucît majoritatea acestor lucrări trebuie executate cu scoaterea din funcţiune a liniei pe timp limitat. Din această cauză lucrările de reparaţii curente ale liniilor electrice se execută fie prin fracţionarea lor, programîndu-se executarea lucrărilor într-un anumit număr de întreruperi, în zile de sărbătoare cînd sarcina este mai mică, fie printr-o concentrare masivă de muncitori şi mijloace asigurînd astfel executarea întregului volum de lucrări în cadrul unei singure întreruperi ceva mai lungă.

În cazul cînd este necesar ca anumite lucrări de reparaţie să se execute cu linia în funcţiune, trebuie introduse mijloace tehnice suplimentare care să asigure executarea acestor operaţii în deplină siguranţă pentru muncitori.

11.2. Exploatarea liniilor electrice în cablu

Pentru a putea identifica traseele liniilor în cablu subteran, întreprinderile de reţele trebuie să preia de la proiectant şi executant planul de execuţie al traseului la scara 1/500 sau pentru trasee mai lungi 1/2000. Pe aceste planuri se indică prin cote poziţiile cablurilor şi manşoanelor de înnădire şi derivaţie, schimbările de direcţie ale cablurilor şi intersecţiile cu drumuri, căi ferate etc. În afara zonelor locuite de-a lungul traseului se vor prevedea borne de beton fixate lateral faţă de cablu.

Fiecare cablu de tensiune peste 1 kV trebuie să aibă un indicativ unic în reţeaua respectivă şi pe toată lungimea se prevăd etichete de identificare pe care se indică: tensiunea, secţiunea, numărul cablului, anul pozării şi punctele la care se leagă capetele cablului.

Manşoanele de înnădire şi derivaţie şi cutiile terminale poartă etichete pe care se menţionează numele executantului, data executării sau refacerii, numărul cablului şi numărul de ordine al manşonului.

11.2.1. **Controlul liniilor electrice în cablu.** Se controlează mai des traseele cablurilor care trec prin zone cu pericol de surpare sau cu construcţii în lucru, iar după ploi torenţiale şi viituri mari de apă, se efectuează controale speciale.

Controlul cutiilor terminale din staţii, posturi de transformare şi puncte de alimentare se face odată cu controlul instalaţiilor de distribuţie respective.

În localitățile cu tramvaie se dă atenție posibilității de corodare a cablurilor datorită curenților de dispersie (vagabonzi), care trebuie măsurați. În cazul cînd se constată valori mari, trebuie luate măsuri pentru prevenirea distrugerii cablurilor.

Unitățile de exploatare a rețelelor în cablu trebuie să întocmească și să țină la curent, pentru fiecare traseu de cablu, o fișă conținînd datele tehnice ale fiecărui cablu, precum și datele asupra montării, încercărilor, reparațiilor și mersului exploatării.

11.2.2. **Încercările preventive ale cablurilor.** Aceste încercări se fac anual și constau din verificarea stării izolației prin aplicarea unei tensiuni continue produsă de o instalație de redresare.

Cablurile se mai încearcă preventiv și în următoarele situații: după deconectarea de avarie a unei linii, după repararea unei defecțiuni, la repunerea sub tensiune a unui cablu care a stat deconectat mai mult de 24 ore, la descoperirea pe traseul liniei a unor deplasări de teren, săpături periculoase etc.

Încercarea în vederea determinării rezistenței de izolație între faze și față de mantaua de plumb se face cu megohmmetrul.

Pentru încercarea cablurilor de tensiune mai mare cu tensiune continuă, aceasta se obține de la o instalație specială cu un transformator de tensiune și kenotroane (lămpi electrice redresoare) (fig. 11.1).

Cablul este considerat bun dacă după timpul de încercare nu s-a străpuns izolația. Starea izolației se stabilește după mărimea curentului absorbit de aceasta în timpul încercării.

La încercarea cablului sînt cuprinse și manșoanele și cutiile terminale.

În timpul încercării pot apărea în cablu anumite defecte care pot fi consecințe ale unor defecțiuni de fabricație (crăpături și porozități în mantaua de plumb, goluri între straturile de hîrtie etc.), ale unor defecțiuni de montaj (lovire, executarea nereglementară a manșoanelor și cutiilor terminale), precum și unor defecțiuni care apar în timpul exploatării (scurgerea masei izolante, uscarea izolației etc.).

Dacă în timpul încercării cablului se constată un defect, este necesar să se stabilească de urgență locul acestuia, pentru a reduce cît mai mult timpul deconectării liniei.

Detectarea locului defectului cuprinde următoarele etape: arderea cablului la locul defectului, determinarea cu aproximație a locului defectului, găsirea locului respectiv.

Arderea cablului la locul defectului se face cu ajutorul unui generator de joasă tensiune, care produce curenți mari, în scopul găsirii cît mai rapide a defectului.

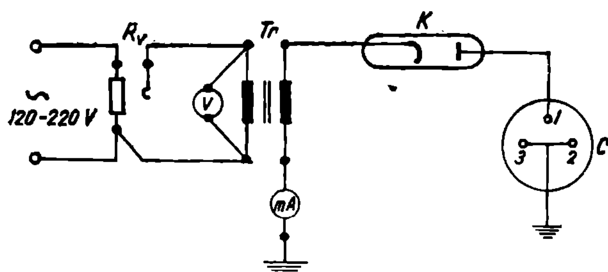


Fig. 11.1. Schema instalației pentru încercarea cablurilor: R_v — reostat variabil; T_r — transformator ridicător de tensiune; K — kenotron de 50—100 kV; mA — miliampermetru de c.c.; V — voltmetru; C — cablu de încercat.

Determinarea aproximativă a locului defectului se face, de obicei, prin metoda punții cu fir (fig. 11.2). În vîrfurile A și C ale punții se conectează un capăt al vînei defecte și un capăt al unei vîne sănătoase. Capetele opuse ale celor două vîne se scurtcircuitează. Puntea se echilibrează reglîndu-se rezistențele R_1 și R_2 pînă cînd acul galvanometrului indică zero; lungimea cablului pînă la locul defect se determină cu relația:

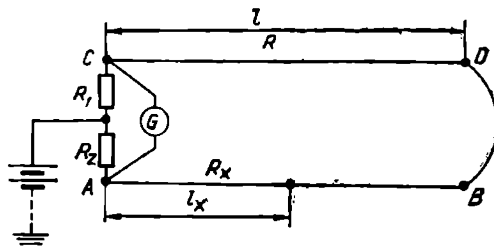


Fig. 11.2. Identificarea locului defectului prin metoda punții cu fir:
AC – firul punții; AB și CD – conductoarele cablului; G – galvanometru.

$$l_x = \frac{2R_2}{R_1 + R_2} l, \qquad (11.1)$$

în care l_x și l au semnificația din figura 11.2.

11.2.3. **Revizia liniilor electrice subterane cu tensiuni pînă la 35 kV.** Această operație necesită scoaterea de sub tensiune a cablurilor. La revizie se execută următoarele:

— încercarea preventivă cu tensiune mărită pentru cablurile peste 1 kV;

— verificarea etanșeității cutiilor terminale, iar la cele prevăzute cu orificiu de umplere se pot face completări, dacă este necesar, cu masă izolantă sau ulei;

— verificarea stării izolației pe faze și refacerea acesteia, dacă se constată eventuale degradări;

— verificarea stării papucilor conductoarelor și a celor de legare la pămînt, a suprafețelor de contact și, dacă este cazul, se refac lipiturile și se curăță suprafețele de contact;

— se șterg și se verifică starea cutiilor terminale cu izolatoare;

— se curăță canalele de cabluri și se controlează starea învelitorilor metalice protectoare;

— se înlocuiesc plăcile de beton deteriorate de pe canalele de cabluri;

— se refac straturile de vopsea anticorozivă și ignifugă;

— se verifică legăturile de susținere a cablurilor și a pieselor de susținere la cutiile terminale din celule.

Dacă în cazul reviziilor se constată anumite defecțiuni care nu pot fi remediate cu aceste ocazii (de exemplu, cutii terminale care pierd masa izolantă, cabluri cu coroziuni avansate), acestea vor fi semnalate și reținute pentru programarea reparațiilor.

11.2.4. **Reparația liniilor electrice subterane cu tensiuni pînă la 35 kV.** Reparația cablurilor se face după identificarea locului defect și constă, în general, din următoarele operații:

— refacerea cutiilor terminale care pierd masa izolantă;

— refacerea cutiilor terminale defecte, fie din exploatare, fie în timpul încercărilor;

— înlocuirea porțiunilor de cablu defecte și executarea manșoanelor de joncțiune respective;

— desfacerea și refacerea unor manșoane de joncțiune (înnădire) defecte, iar la joasă tensiune și a celor de derivație.

În continuare se vor prezenta cîteva dintre activitățile caracteristice de reparație a liniilor în cablu, care se întîlnesc mai des în exploatare.

a) *Reparația cutiilor terminale din plumb, de interior, de 1 kV.* În majoritatea cazurilor de defectare a acestor cutii terminale, ele nu mai pot fi recuperate. În acest caz se va proceda astfel:

— se dezlipesc papucii de pe cablu cu ajutorul lămpii de benzină;

— se încălzește locul de lipire a cutiei terminale pe mantaua de plumb a cablului, pînă ce cutia se desprinde de aceasta;

— se dezizolează fazele cablului de banda lăcuită, montată la executarea cutiei terminale și se scoate cutia terminală de pe cablu;

— se verifică starea conductoarelor și, dacă se constată conductoare retezate sau avînd secțiunea redusă prin arderea unui număr de fire, se înlocuiește porțiunea din cablu în cauză și se execută o cutie terminală nouă;

— se înlocuiește o porțiune de cablu, prin înnădire în exteriorul încăperii, lăsînd în încăpere o anumită lungime pentru executarea cutiei terminale;

— se scoate apoi iuta de pe toată porțiunea de cablu din încăpere;

— se vopsește armătura metalică a cablului cu miniu de plumb, iar după uscare, dacă este posibil, se protejează cu o soluție ignifugă, trecîndu-se apoi la executarea noii cutii terminale.

Un procedeu tehnologic similar se aplică și la reparația cutiilor terminale din plumb, de interior, pentru cabluri de 6—20 kV.

b) *Reparația cutiilor terminale trifazate, de exterior, pentru cabluri de 6—20 kV.* Aceste cutii terminale sînt fixate pe stîlpi sau stelaje metalice realizate în exterior. Desfacerea cutiei terminale implică demontarea și remontarea ei pe o porțiune a cablului care nu prezintă defecte.

La demontarea cutiei terminale de acest tip, în vederea refacerii se procedează astfel:

— se dezleagă cutia terminală de la instalație. Cu ajutorul lămpii de benzină se încălzesc bornele izolatoarelor, se deșurubează șuruburile de strîngere a conductoarelor și se scot bornele izolatoarelor de pe conductoarele pe care au fost lipite. Se scot apoi șuruburile de aerisire și de umplere a cutiei;

— se scot, prin deșurubare, bornele izolatoarelor;

— se încălzește, cu lampa cu benzină, partea de fontă a cutiei terminale, pînă la 50—60°C, pentru a se înmuia masa izolantă galbenă;

— se demontează izolatoarele de pe cutie prin deșurubarea șuruburilor din flanșele acestora;

— se dezlipește, cu ajutorul lămpii cu benzină, conul de etanșare al cutiei terminale de pe mantaua de plumb a cablului;

— se demontează cutia de pe stelajul pe care a fost fixată și se scoate de pe cablul respectiv, coborîndu-se jos pentru curățire și pregătire, în vederea remontării;

— din rezerva de cablu de la baza stîlpului se folosește o porțiune pentru executarea cutiei terminale, care o înlocuiește pe cea defectă.

În cazul cutiilor terminale de 35 kV, de interior sau de exterior, dacă apare o defecțiune în interiorul acesteia, se renunță la ea executîndu-se una nouă.

c) *Reparația manșoanelor de 1 kV.* Manșoanele prezintă puncte slabe în rețeaua de cabluri, îndeosebi datorită modului de execuție a acestora. Pentru detectarea locului de defect se procedează astfel:

— se sapă groapa pînă la cărămida de protecție a cablului;

— se scoate de sub tensiune cablul respectiv, verificîndu-se lipsa de tensiune la cofretele abonaților alimentați din acest cablu;

— se scoate cărămida de protecție a cablului și se desface profilul;

— șeful de lucrare, echipat cu mănuși izolante și peste ele cu mănuși de doc, așază peste restul cablurilor din profil cu covor de cauciuc suficient de mare, ca să se poată sta pe el în timpul lucrului, în scopul de a nu deranja celelalte cabluri în timpul lucrării. Manșonul la care se lucrează se așază pe acest covor de cauciuc;

— se verifică dacă eticheta de pe capacul manșonului corespunde cu denumirea cablului scos din funcțiune și se trece la desfacerea manșonului, astfel:

— se scot cele două șuruburi cu care este fixat capacul manșonului și cu o daltă se desprinde capacul de manșon;

— se scot șuruburile de prindere a părții superioare a manșonului de partea inferioară a acestuia și se desprinde cu ajutorul dălții și ciocanului de masa izolantă neagră;

— se scot șuruburile brățărilor de prindere a cablului la intrarea în manșon, se lasă cablul liber și se suspendă ambele capete, cu ajutorul a două cărămizi așezate sub cablu la gîtul manșonului;

— se desprinde și partea inferioară de masa izolantă neagră;

— se taie bucăți din masa izolantă neagră cu un șpaclu încălzit la lampa de benzină, pînă se ajunge la conductoare. Cu o șurubelniță izolantă se desprinde banda lăcuită de pe racordurile de înnădire și se verifică din nou cu lampa de probă lipsa tensiunii în manșon;

— se înlătură masa izolantă neagră și se curăță conductoarele cu o cîrpă uscată și curată, pînă dispar urmele de masă neagră;

— se desface stratul de bandă lăcuită de pe racorduri (clemele în care sînt fixate capetele conductoarelor) lăsîndu-se libere pentru dezlipire;

— pentru demontarea clemelor se înfășoară cu sfoară de azbest pe o lungime de circa 3 cm, conductorul în dreapta și în stînga racordului, spre porțiunea unde cablul este bun, pentru a nu se arde izolația conductorului în timpul dezlipirii conductorului din racord;

— cu lampa de benzină se încălzește racordul, pînă ce se topește cositorul și apoi se scoate conductorul din racord. În același fel se procedează și cu celelalte cleme.

În cazurile cînd defectele apar la intrarea în manșon unde se termină mantaua de plumb, reparația cablului constă în desfacerea manșonului existent, înlocuirea unei porțiuni de circa 6 m cablu și executarea a două manșoane de joncțiune.

După executarea manșoanelor de înnădire, pe fiecare capac de manșon se pune cîte o plăcuță de plumb pe care se înscrie denumirea cablului, numele șefului de lucrare și data execuției. Partea scrisă a plăcuței se va așeza pe capacul manșonului și peste ea se va turna masă izolantă neagră.

Capitolul 12

SCHEMELE DE CONEXIUNI ALE REŢELELOR ELECTRICE

Schema de conexiuni a unei reţele electrice sau configuraţia ei trebuie să corespundă necesităţii impuse de dezvoltarea certă a consumatorilor şi a surselor de energie. Ea reprezintă cu ajutorul unor semne convenţionale, elementele principale ale reţelei — linii, transformatoare, instalaţii de compensare, aparate de comutaţie — respectînd conexiunile reale dintre aceste elemente.

În alegerea schemelor de conexiuni ale reţelelor electrice trebuie să se ţină seama de următorii factori principali:

— amplasarea pe teren a consumatorilor şi a surselor de alimentare cu energie electrică — centrale şi staţii electrice de transformare;

— puterea cerută de consumatori, precum şi variaţia acesteia în timp (curba de sarcină);

— schema de conexiuni a reţelei existente de înaltă tensiune, la care reţeaua nou construită urmează a se racorda;

— posibilităţile de extindere în viitor, pentru acoperirea eventualelor dezvoltări ale consumatorilor existenţi sau a altor consumatori care vor apare;

— eficienţa economică a reţelei, care se referă atît la investiţii, cît şi la cheltuielile anuale de exploatare;

— importanţa consumatorilor.

Se reaminteşte că volumul cheltuielilor anuale de exploatare depinde, în primul rînd, de pierderile de energie electrică în linii şi transformatoare. Acest fapt impune alegerea unei scheme de conexiuni care să asigure legături scurte între centrele de producere şi cele de consum, tensiunile nominale ale instalaţiilor de transport şi distribuţie să corespundă distanţelor de transport şi puterilor transportate, iar numărul treptelor de transformare să fie cît mai mic.

12.1. Schemele de conexiuni ale reţelelor electrice de joasă tensiune

Reţelele electrice de joasă tensiune alimentează cu energie electrică consumatori urbani sau rurali, formaţi din iluminatul public şi particular, aparate electrocasnice, motoare mici (pentru hidrofoare, ascensoare, ventilatoare), precum şi mici ateliere sau întreprinderi industriale. Energia electrică la astfel de consumatori se distribuie printr-o reţea de joasă tensiune de 380/220 V, conectată la una de medie tensiune de 10(6) sau 20(15) kV.

Întreprinderile industriale reprezintă consumatori mari de energie, care au o anumită curbă de sarcină ce trebuie acoperită, în funcţie de categoria

în care se încadrează consumatorul. Astfel de consumatori au o rețea de iluminat și alta pentru forță la o tensiune superioară. În întreprinderile mari poate fi necesară și o a treia rețea de medie tensiune, care să alimenteze direct unii consumatori speciali antrenați de motoare electrice puternice.

Schemele de conexiuni ale unor astfel de rețele se pot încadra într-una din cele două configurații de bază, radiale și buclate.

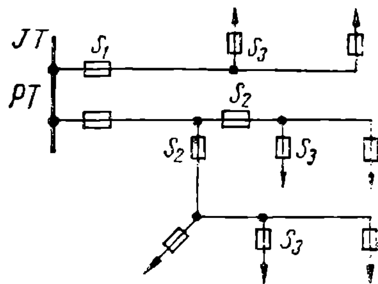


Fig. 12.1. Schema de conexiune radială a unei rețele.

12.1.1. **Schemele de conexiuni radiale.** Schema radială, arborescentă sau deschisă se caracterizează prin simplitatea structurii ei, fiind utilizată atît la joasă tensiune, cît și la înaltă tensiune. După cum se observă din figura 12.1, de la barele de joasă tensiune ale postului de transformare, pornesc o serie de ramuri, care în cazul iluminatului urmează, în general, traseul străzilor la care se racordează consumatorii.

Aparatele de protecție simple și sigure sînt formate din siguranțele S_1, S_2 și S_3 montate pe coloanele principale, pe derivațiile din aceste coloane și pe racordurile la consumatori. Protecția cu siguranțe trebuie să fie *selectivă*, pentru ca în cazul unor avarii să fie deconectați un număr cît mai redus de consumatori. Acest lucru impune alegerea siguranțelor astfel încît, curenții nominali ai acestora să descrească pe măsura depărtării de sursa de alimentare.

Datorită simplității schemei, exploatarea rețelei este foarte ușoară. În schimb, gradul de siguranță în alimentarea consumatorilor este redus, deoarece în cazul unei avarii sînt scoși din funcțiune toți consumatorii situați în aval de siguranța care a lucrat. Din aceste motive, rețelele radiale se utilizează numai pentru alimentarea consumatorilor a căror întrerupere nu are consecințe grave. Totuși, trebuie menționat că prin îmbunătățirea continuă a aparatelor și materialelor utilizate în construcția rețelelor electrice (cabluri, transformatoare și aparate de comutație) se mărește sensibil gradul de siguranță al rețelei.

12.1.2. **Schemele de conexiuni buclate.** Există consumatori care admit întreruperi în alimentarea cu energie electrică de foarte scurtă durată, sau nu admit nici un fel de întreruperi. În acest caz, pentru eliminarea neajunsului principal al rețelelor radiale, s-au creat schemele de rețele buclate, care oferă posibilitatea alimentării consumatorilor pe mai multe căi, de la aceeași sursă sau de la mai multe surse.

În figura 12.2 se prezintă cele mai simple scheme de rețele buclate, formate din linii alimentate la două capete. Cele două capete ale liniilor pot fi alimentate de la o aceeași sursă, formînd o schemă inelară.

În varianta *a*, la un defect pe linia de alimentare, prin topirea siguranțelor S_1 și S_2 iese din funcțiune întreaga instalație. În varianta *b* se remediază acest neajuns prin instalarea, la mijlocul liniei, a siguranței S_4 care are un curent nominal mai mic decît al siguranțelor S_1 și S_2. În cazul unei avarii pe unul din tronsoanele liniei, de exemplu, pe cel din dreapta, va lucra mai întîi siguranța S_4 și apoi S_2, iar tronsonul din stînga rămîne alimentat mai

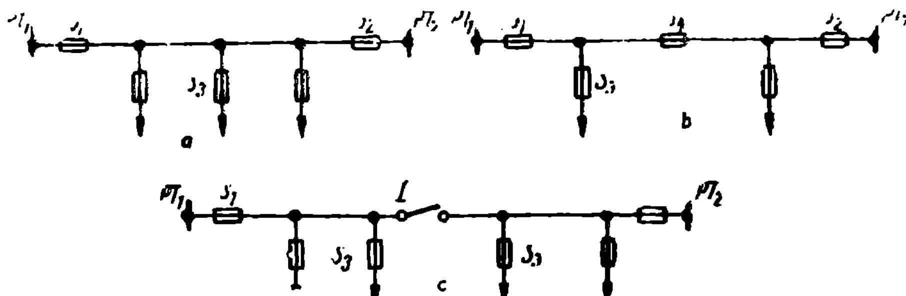


Fig. 12.2. Schemele de conexiune buclate pentru rețelele de joasă tensiune.

departe ca o linie radială. În ambele variante prezentate, în cazul ieșirii din funcțiune a unui post de transformare, ca urmare a unei avarii, rețeaua rămîne alimentată radial de la postul rămas sub tensiune.

Funcționarea buclată a rețelei de joasă tensiune necesită însă, în rețeaua de alimentare de medie tensiune, sisteme de protecție mai sensibile și mai complexe, care conduc la o creștere apreciabilă a costului rețelei în ansamblu; de aceea, în special în orașe mai mici, se recurge la varianta *c*, în care la mijlocul liniei se montează un întreruptor *I*; în funcționarea normală acesta este deschis și linia funcționează cu cele două tronsoane alimentate radial, ceea ce conduce la simplificarea protecției; în cazul ieșirii din funcțiune a unui post de transformare, consumatorii de pe tronsonul respectiv rămîn nealimentați un timp foarte scurt, corespunzător conectării întreruptorului.

Prin folosirea diferitelor posibilități de conectare a liniilor alimentate la două capete, atît în cadrul rețelei de joasă tensiune, cît și în raport cu rețeaua de medie tensiune, se obțin diferite scheme de conexiuni buclate.

Astfel, rețeaua de joasă tensiune buclată longitudinal are posturile de transformare, în număr de 4 pînă la 6, alimentate de la o aceeași linie de medie tensiune, ca în figura 12.3. Față de rețeaua radială, această schemă

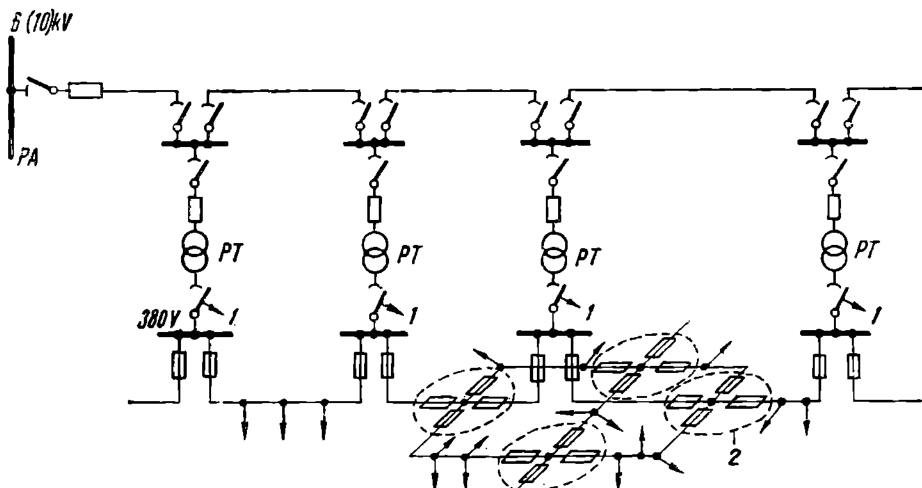


Fig. 12.3. Schemă de conexiune buclată longitudinal pe partea de joasă tensiune:
1 — întreruptor automat care poate fi înlocuit prin siguranțe; *2* — cutie de distribuție.

prezintă avantaje tehnice şi economice, deoarece se îmbunătăţeşte nivelul de tensiune, se măreşte gradul de siguranţă în alimentarea consumatorilor şi se reduc pierderile de energie. Totuşi, se observă că un defect produs în linia de distribuţie de medie tensiune poate întrerupe alimentarea consumatorilor pe partea de joasă tensiune. Pentru o funcţionare corectă a reţelei se impune ca dimensionarea ei să fie făcută astfel încît, la ieşirea din funcţiune a unui post de transformare, sarcina acestuia să poată fi preluată, în condiţii acceptabile de tensiune, de către posturile învecinate. Rezerva prevăzută în acest caz însă nu este complet justificată, deoarece avariile în transformatoare sînt rare.

O altă variantă o reprezintă schema de conexiuni a reţelei buclate transversal, prezentată în figura 12.4, care constituie de fapt un prim pas spre reţeaua complex buclată. În acest caz, posturile de transformare sînt alimentate prin două linii de medie tensiune, care dau posibilitatea ca, în cazul existenţei unei rezerve corespunzătoare, să se asigure o alimentare continuă a consumatorilor cu energie electrică, atît la producerea unui deranjament în reţeaua de tensiune medie, cît şi la un defect în transformator.

Schema de conexiuni buclată transversal impune echiparea posturilor de transformare cu întreruptoare automate echipate cu relee direcţionale sau cu siguranţe riguros calibrate, pentru a asigura deconectarea selectivă în cazul unui defect pe partea de medie tensiune. De asemenea, ea necesită instalarea unei rezerve de 100% în transformatoare şi cabluri de medie tensiune, ca şi supradimensionarea puternică a reţelei de joasă tensiune prin care

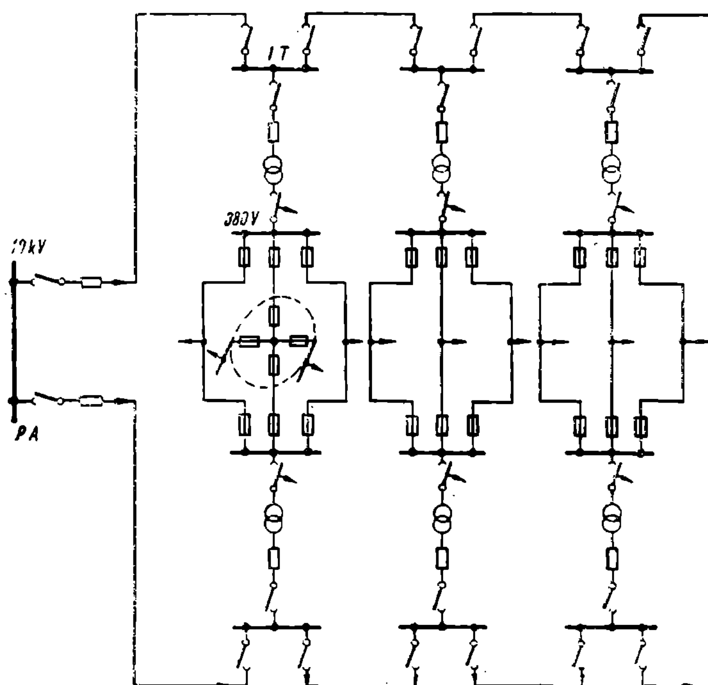


Fig. 12.4. Schemă de couexiune buclată transversal pe partea de joasă tensiune.

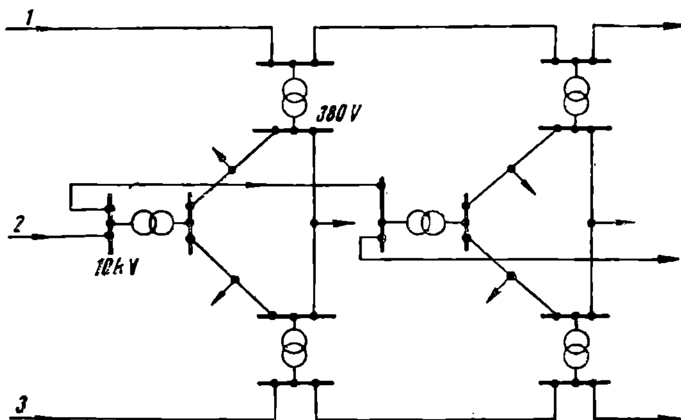


Fig. 12.5. Schemă de conexiune buclată transversal pe partea de joasă tensiune, alimentată prin trei cabluri distribuitoare *1*, *2* și *3*.

trebuie să se facă distribuția în cazul unui defect într-un cablu de medie tensiune. Din această cauză, deși prezintă indici tehnici buni (siguranță în alimentarea consumatorilor, nivel bun de tensiune, pierderi de energie reduse), ea este nefavorabilă din punct de vedere economic, fapt care face ca să nu fie recomandată decît în cazul cînd se prevede trecerea la o schemă de conexiuni complex buclată.

Rețeaua complex buclată poate fi concepută, sub forma ei cea mai simplă, ca în figura 12.5, unde alimentarea din rețeaua de medie tensiune se face prin trei cabluri *1*, *2* și *3*. O astfel de schemă are avantajul față de cea prezentată în figura 12.4, că permite reducerea într-o oarecare măsură, a elementelor de rezervă, fără a micșora gradul de siguranță în alimentarea cu energie electrică a consumatorilor.

O alimentare sigură a consumatorilor este realizată și cu ajutorul schemei din figura 12.6, care pe partea de medie tensiune este alimentată radial prin două cabluri (biradial), iar pe partea de joasă tensiune, rețeaua funcționează fie buclat (inelar) — ca în cazul *a*, fie radial — ca în cazul *b*. După cum se vede, fiecare post de transformare are două transformatoare care alimentează o secție de bare de joasă tensiune, la care este conectat un sector de rețea. Pe partea de joasă tensiune a postului de transformare sînt instalate trei întreruptoare automate, dintre care, în funcționare normală, I_1 și I_2 sînt închise, iar I_3 — deschis. Cînd se produce un deranjament într-unul din transformatoare sau pe una din liniile de alimentare de medie tensiune, deconectează întreruptorul respectiv de pe partea de joasă tensiune a transformatorului avariat și conectează întreruptorul de cuplare a secțiilor de bare I_3. În această situație, rețeaua de joasă tensiune rămîne alimentată de la transformatoarele legate la o aceeași linie de medie tensiune. Schema elimină aproape toate întreruperile în alimentarea cu energie electrică a consumatorilor, cu excepția unor deranjamente grave, cum ar fi scurtcircuitul simultan pe ambele cabluri de alimentare (cînd ele se montează pe același traseu) sau eventual, în postul de transformare. În schimb, ea este dezavantajoasă atît din punct de vedere economic, deoarece necesită rezervă în transformatoare și cabluri, cît și din punctul de vedere al exploatării,

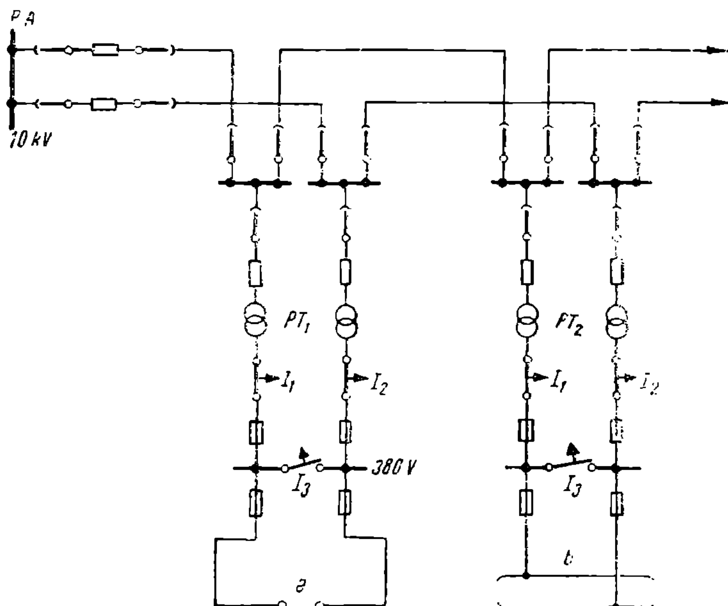


Fig. 12.6. Schemă de conexiune biradială pe partea de medie tensiune automatizată pe partea de joasă tensiune.

datorită numărului mare de întreruptoare care cer o supraveghere mai atentă și o verificare și reparare continuă.

Schema de conexiuni a rețelelor de joasă tensiune din orașele mari sau din cartierele nou construite, este de obicei complex buclată, care valorifică toate avantajele acestui tip de rețea și care reprezintă de fapt o combinație între rețelele buclate longitudinal și transversal. În figura 12.7 se prezintă o astfel de schemă, în care la nodurile rețelei sub formă de plasă create la fiecare cutie de distribuție, este conectat un post de transformare, alimentat de la un cablu de medie tensiune. În acest caz, rezultă o serie de avantaje tehnice și economice, cum ar fi:

— creșterea siguranței în funcționare, prin alimentarea cu energie electrică a consumatorilor pe mai multe căi;

— reducerea pierderilor de energie cu cel puțin 20% față de rețelele radiale, ca urmare a faptului că consumatorii sînt alimentați de la posturile de transformare cele mai apropiate;

— îmbunătățirea nivelului de tensiune, ținînd seama că fiecare cablu este alimentat la două capete. Acest lucru permite racordarea directă a unor motoare cu rotor în scurtcircuit, avînd puteri de cîteva zeci de kilovați sau a altor aparate care necesită puteri mai mari;

— capacitatea de încărcare a cablurilor crește pînă la limita admisibilă din punct de vedere termic, nefiind limitată de căderile de tensiune ca în rețelele cu scheme de conexiune radială.

Posturile de transformare care injectează energie într-o asemenea zonă, sînt racordate la liniile de distribuție de medie tensiune ca și într-o rețea radială, cu observația că sînt dotate și cu întreruptoare automate echipate cu relee direcționale.

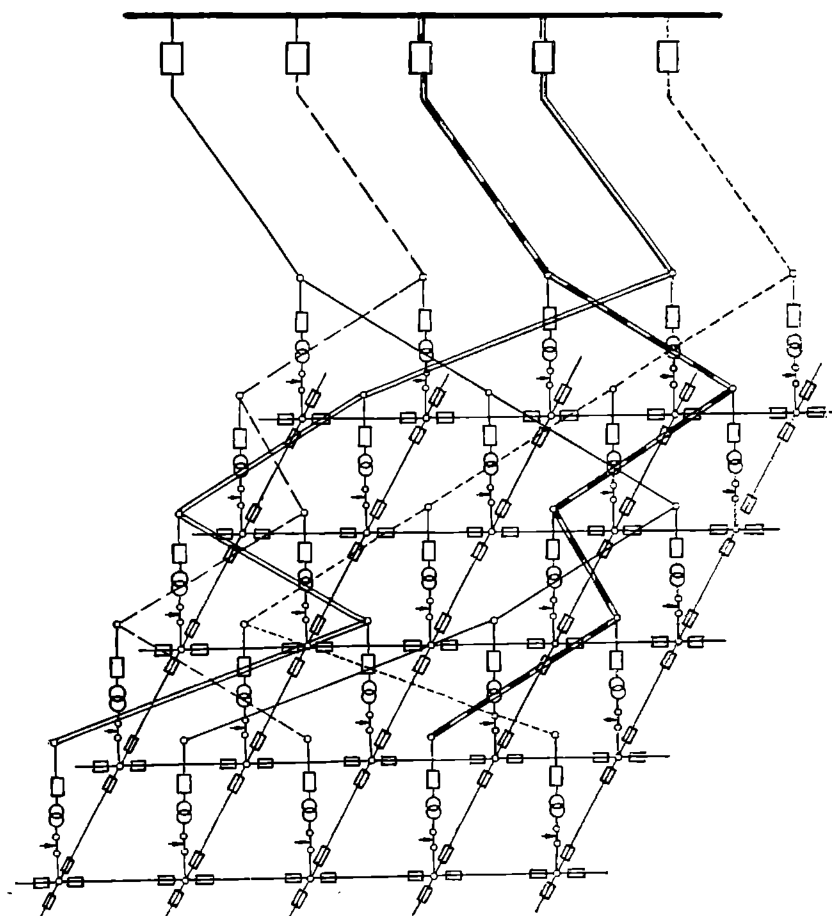


Fig. 12.7. Schemă de conexiune complex buclată pe partea de joasă tensiune.

În cazul unui defect pe un cablu de alimentare la tensiunea medie, va declanşa mai întîi întreruptorul din punctul de alimentare prevăzut cu protecţie maximală; deoarece cablul rămîne alimentat prin reţeaua de joasă tensiune, declanşează şi întreruptoarele automate echipate cu relee direcţionale montate în posturile de transformare, care sînt racordate la cablul respectiv. În acest fel, defectul este selectat, cablul fiind deconectat de la sursele de tensiune.

În cazul unui defect în transformator acesta este izolat pe partea de medie tensiune cu ajutorul întreruptorului respectiv, iar pe partea de joasă tensiune cu ajutorul întreruptorului automat echipat cu relee direcţionale. Dacă însă transformatorul nu are întreruptor sau siguranţe fuzibile pe partea de medie tensiune — schemă adoptată în prezent în unele reţele buclate — atunci se deconectează cablul de alimentare, cu toate posturile racordate la el. Sarcina posturilor de transformare deconectate este preluată de celelalte posturi şi cabluri, prin intermediul reţelei de joasă tensiune.

Protecția rețelelor buclate de joasă tensiune este realizată fie prin siguranțe de diferite tipuri, a căror densitate depinde de importanța și sarcinile consumatorilor dintr-un anumit sector, fie uneori, folosindu-se fenomenul de autoizolare.

Separarea selectivă a posturilor defecte dintr-o rețea se poate realiza cu siguranțe de mare putere de rupere montate în toate nodurile rețelei. Ele trebuie să aibă asemenea caracteristici, încît să fie adaptabile la regimul de exploatare. Siguranțele cu acțiune rapidă nu sînt folosite, deoarece ele ar deconecta, în anumite condiții, la apariția curenților de scurtcircuit, majoritatea porțiunilor protejate și ar periclita exploatarea sau ar putea provoca ieșirea totală din funcțiune a rețelei. De aceea se utilizează mai ales siguranțele cu caracteristică lentă în domeniul de scurtcircuit, care asigură selectivitatea și nu deconectează la diferite șocuri de curent de scurtă durată care pot apare în rețea.

Fenomenul de autoizolare, folosit pentru protecția rețelelor de cabluri fără siguranțe, se bazează pe efectul termic al curentului de scurtcircuit la locul defectului. Înlăturarea defectului este realizată prin arderea cablului în porțiunea avariată, datorită arcului electric care apare în anumite condiții. Arderea locului defect se efectuează într-un timp foarte scurt, care nu depășește 1 s, iar stingerea arcului are loc ca urmare a scăderii tensiunii în locul defect și a degajării din izolația cablului, a unor gaze deionizante cu care se realizează un suflaj al acestuia.

Fenomenul de autoizolare se produce în mod sigur în rețelele cu tensiuni nominale de 380 V sau mai mici, dacă intensitatea curenților de scurtcircuit este cuprinsă între anumite limite. În cazul unei rețele de 380 V, construită din cabluri cu secțiune de 95 mm^2 Cu, fenomenul de autoizolare este sigur, cînd curenții de scurtcircuit variază între limitele de 1,5 și 20 kA*). Dacă intensitatea acestora este prea mare, atunci evident că arderea arcului este favorizată, iar dacă este prea redusă, degajarea de gaze deionizanate poate fi insuficientă pentru stingerea arcului. La secțiuni mai mici, la cabluri de aluminiu sau la tensiuni mai reduse, apariția fenomenului de autoizolare este mai sigură.

Siguranța în alimentarea rețelelor complex buclate pe partea de joasă tensiune nu este suficientă, dacă nu există aceeași siguranță și pentru cablurile de alimentare de medie tensiune și transformatoare. Acest lucru este realizat cînd mai multe cabluri de distribuție de medie tensiune asigură alimentarea rețelei de joasă tensiune și cînd, un singur cablu sau în anumite condiții două cabluri, împreună cu transformatoarele respective, pot fi deconectate fără ca alimentarea consumatorilor să fie întreruptă. Evident că dimensionarea rețelei este mai economic realizată pentru prima situație, decît atunci cînd se presupune defect simultan pe două cabluri de medie tensiune și ieșirea lor din funcțiune. În general, alimentarea unei rețele buclate trebuie realizată prin cel puțin patru cabluri de medie tensiune.

Exploatarea rețelelor complex buclate este însă dificilă, deoarece restabilirea alimentării cu energie electrică, după o întrerupere, poate da naștere

---

* Curenții reali de defect sînt de fapt totdeauna mai mici, deoarece rezistența arcului care apare le reduce intensitatea pînă sub 10 kA.

la unele dificultăţi. Din această cauză, buclarea se realizează pe sectoare a căror putere, pentru tensiunea medie de 10 kV, poate fi de 5—7 MVA *), ceea ce corespunde alimentării printr-un singur punct de alimentare. Această schemă permite conectarea simultană a întregii sarcini a punctului de alimentare în caz de defect.

Buclarea reţelei de joasă tensiune alimentată prin 2 sau 3 puncte de alimentare se poate efectua numai dacă se creează în staţii posibilitatea anclanşării simultane a cablurilor care alimentează aceste puncte; în caz contrar, la o scoatere din funcţiune a întregii reţele, repunerea sub tensiune se poate efectua fie separînd reţeaua astfel ca fiecare punct de alimentare să rămînă cu o zonă corespunzătoare aproximativ sarcinii sale, fie deconectînd întrerupătoarele automate echipate cu relee direcţionale din posturile de transformare şi reconectîndu-le după punerea sub tensiune.

12.2. Schemele de conexiuni ale reţelelor de distribuţie de medie tensiune

Reţelele de distribuţie de medie tensiune au, în general, tensiunile nominale de 10(6), 20(15) şi 30 kV şi servesc pentru alimentarea posturilor de transformare ale oraşelor sau întreprinderilor industriale, stabilind legătura între barele de înaltă tensiune ale acestora şi centralele electrice sau staţiile de transformare coborîtoare.

Din punctul de vedere al schemei de conexiuni, reţelele de distribuţie de medie tensiune se pot împărţi în două mari categorii:

a) *reţele de distribuţie directă*, în care posturile de transformare sînt alimentate prin linii de distribuţie, denumite distribuitori, care sînt conectate direct la barele centralelor sau staţiilor de transformare coborîtoare;

b) *reţele de distribuţie cu puncte de alimentare*, la care se racordează distribuitorii. Punctele de alimentare sînt, de fapt, mici staţii de conexiuni, alimentate de la centrale sau staţii prin linii destinate exclusiv acestui scop, care se numesc fideri sau linii de alimentare. Prin urmare, schemele de conexiuni ale reţelelor cu puncte de alimentare, rezultă din suprapunerea a două reţele cu aceeaşi tensiune, şi anume: reţeaua fiderilor sau reţeaua de alimentare şi reţeaua de distribuţie propriu-zisă.

Crearea punctelor de alimentare este avantajoasă prin aceea că ele permit reducerea numărului de celule în staţiile de transformare, precum şi a numărului de linii care trebuie construite (pozate). Celulele de medie tensiune din punctele de alimentare, create în locul celulelor din staţiile coborîtoare, sînt mai puţin costisitoare, deoarece aparatele de comutaţie, alese pe baza puterilor de scurtcircuit mai mici, vor fi mai ieftine. De asemenea, este de menţionat faptul că reţelele cu puncte de alimentare permit o extindere mai uşoară şi prezintă o siguranţă sporită în funcţionare.

În general, din punct de vedere tehnico-economic, aceste reţele sînt recomandate fie în cazul unei densităţi mari de sarcină, fie în cazul acoperirii unor suprafeţe întinse, cu sarcini reduse.

---

* Corespunde oraşului Bucureşti.

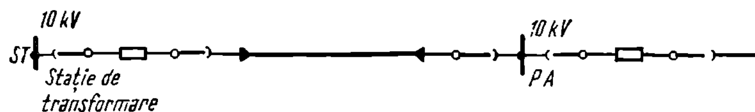


Fig. 12.8. Schemă de rețea radială cu un fider de alimentare.

12.2.1. **Schemele de conexiuni ale rețelelor de alimentare.** Schemele de conexiuni ale unor astfel de rețele depind de numărul punctelor de alimentare din sectorul respectiv.

În cazul sectoarelor cu un singur punct de alimentare cea mai simplă schemă este cea radială prezentată în figura 12.8, care necesită investiții reduse, o protecție simplă și o exploatare mai ușoară. În schimb, în cazul unui defect pe barele stației de transformare sau pe fider, punctul de alimentare și deci rețeaua de distribuție, rămîne fără tensiune. Pentru remedierea acestui neajuns, ținînd seama de faptul că defectele sînt mai frecvente pe fideri decît pe barele stației de transformare, se realizează o alimentare radială prin doi fideri paraleli, ca în figura 12.9, care fiind prevăzuți cu o protecție corespunzătoare, asigură alimentarea continuă a consumatorilor, chiar și la apariția unui defect pe unul din fideri. În acest caz, dimensionarea fiderilor se face astfel încît fiecare să poată prelua întreaga sarcină a punctului de alimentare, menținîndu-se deci o rezervă de 100% în fideri. Dezavantajul schemei constă în aceea că efectul de limitare a curentului de scurtcircuit prin bobine de reactanță este micșorat prin punerea lor în paralel.

Pentru a evita creșterea curenților de scurtcircuit, menținînd avantajul alimentării prin mai mulți fideri, se secționează barele punctului de alimentare și se introduce cupla longitudinală prevăzută cu dispozitiv de anclanșare automată a rezervei (AAR). În funcționare normală cupla este deschisă, închizîndu-se automat cînd pe una din secțiile de bare a dispărut tensiunea.

În figura 12.10 se dau astfel de scheme de conexiuni cu barele punctului de alimentare secționate, secțiile de bare fiind alimentate de la una sau mai multe stații de transformare.

Uneori, punctul de alimentare este prevăzut cu trei secții de bare, secționate longitudinal și alimentate fiecare printr-un fider separat, ca în figura 12.11. Al patrulea fider servește pentru alimentarea de rezervă a celor trei secții de bare.

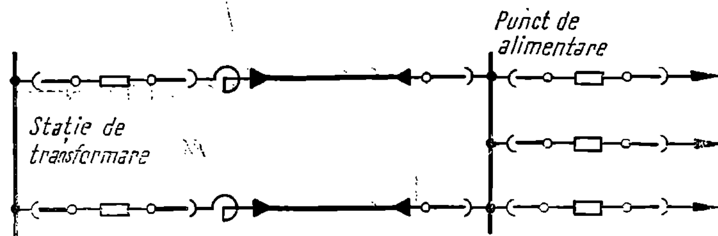


Fig. 12.9. Schemă de conexiune radială a unei rețele de alimentare cu doi fideri.

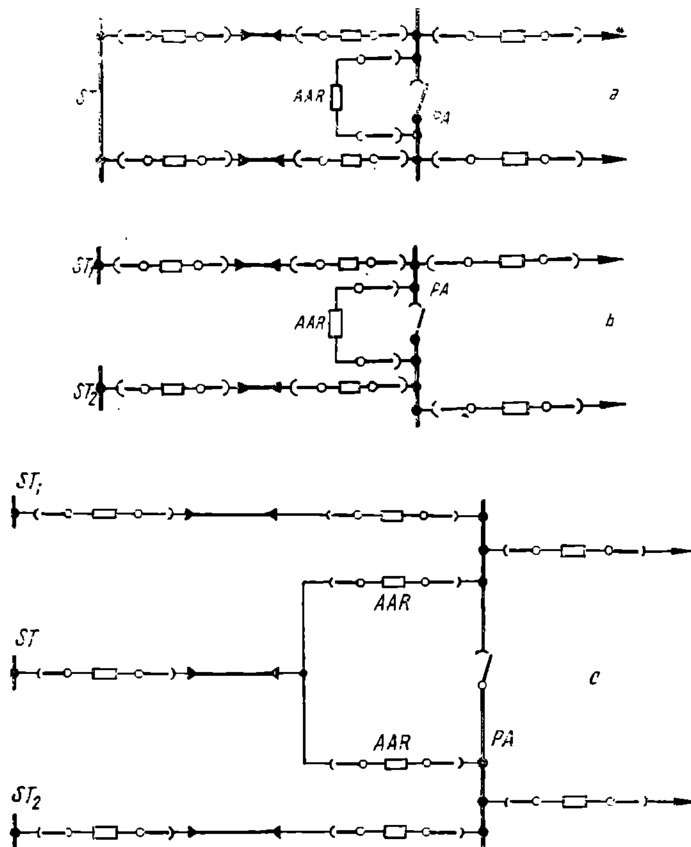


Fig. 12.10. Scheme de conexiune radiale cu barele punctului de alimentare secționate:

a — cu doi fideri alimentați de la aceeași stație de transformare; *b* — cu doi fideri alimentați de la stații de transformare diferite; *c* — cu trei fideri, dintre care unul de rezervă, alimentați de la stații de transformare diferite.

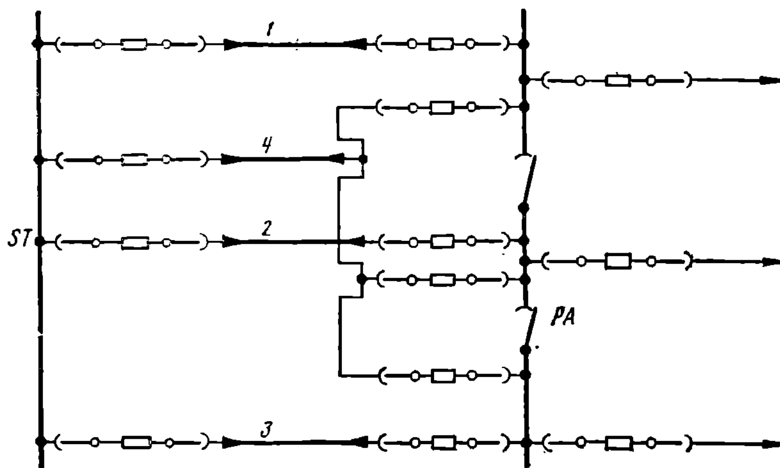


Fig. 12.11. Schemă de conexiune cu patru fideri de alimentare (*1*, *2*, *3* și *4*).

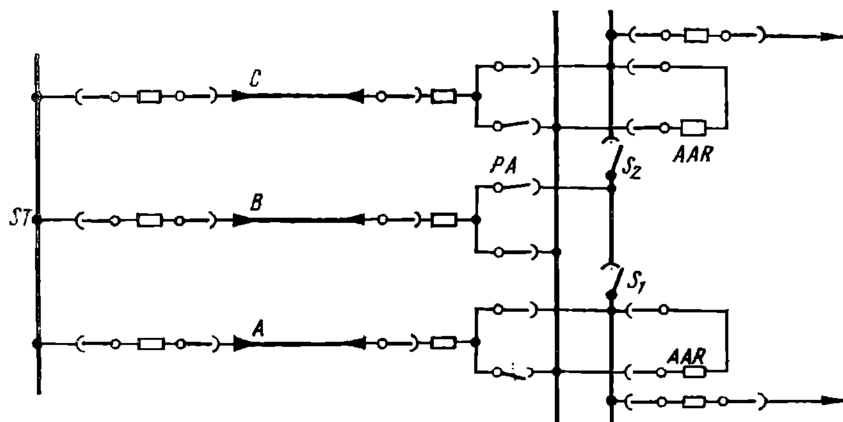


Fig. 12.12. Schemă de conexiune radială cu trei fideri, dintre care unul de rezervă şi dispozitiv AAR pe două secţii de bare.

În reţelele de 15 sau 20 kV, punctele de alimentare pot avea două chiar trei sisteme de bare, dintre care unele secţionate. În figura 12.12 este prezentat un punct de alimentare cu două sisteme de bare, unul secţionat (bara de lucru), altul nesecţionat (bara de rezervă). Bara de lucru are fiecare din cele două secţii alimentate de cîte un fider. Cel de-al treilea fider este destinat alimentării de rezervă, fiind conectat la bara nesecţionată.

Cînd se defectează fiderul de alimentare, alimentarea de rezervă poate fi conectată la o secţie oarecare, cu ajutorul cuplei transversale prevăzută cu AAR. Pentru a putea schimba rolul fiderilor în reţea, se folosesc separatoarele S_1 şi S_2. În cazul figurii, fiderul *B* constituie circuitul de alimentare de rezervă. Cînd se închide separatorul S_1, fiderul *A* este folosit ca rezervă, iar cînd se închide separatorul S_2, fiderul *B* este folosit ca rezervă. Sarcina normală a unui fider poate fi egală cu sarcina sa maximă, iar rezerva în capacitatea de transport a fiderului este de 50%.

Schemele de conexiuni ale unei reţele cu mai multe puncte de alimentare într-un sector, pot fi atît cu funcţionare buclată, cît şi cu funcţionare radială. În figura 12.13 sînt reprezentate două tipuri de scheme de conexiuni pentru reţeaua care are două puncte de alimentare, fiecare putînd funcţiona atît buclat, cît şi radial cu AAR. Schema *a* realizată şi în reţeaua oraşului Bucureşti, este echivalentă din punct de vedere al funcţionării cu schema *c*, însă aceasta din urmă are lungimi mai mici de cabluri. Ambele scheme necesită o rezervă de 100% în capacitatea de transport a fiderilor.

Schemele *b* şi *d* sînt de asemenea echivalente şi funcţionează obişnuit radial. În cazul cînd bara unuia din punctele de alimentare rămîne fără tensiune, dispozitivul AAR restabileşte situaţia normală.

În figura 12.14 sînt indicate unele scheme de conexiuni ale reţelelor în cazul cînd sectorul are trei puncte de alimentare. Schema *a* poate avea fiderii de alimentare racordaţi la staţii de transformare sau la secţii de bare diferite, dacă acestea există.

Dacă se consideră că în funcţionare normală legăturile dintre barele punctelor de alimentare sînt întrerupte şi că cei trei fideri sînt egal încărcaţi, rezultă că în caz de avarie, la ieşirea din funcţiune a unui fider, prin închiderea legă-

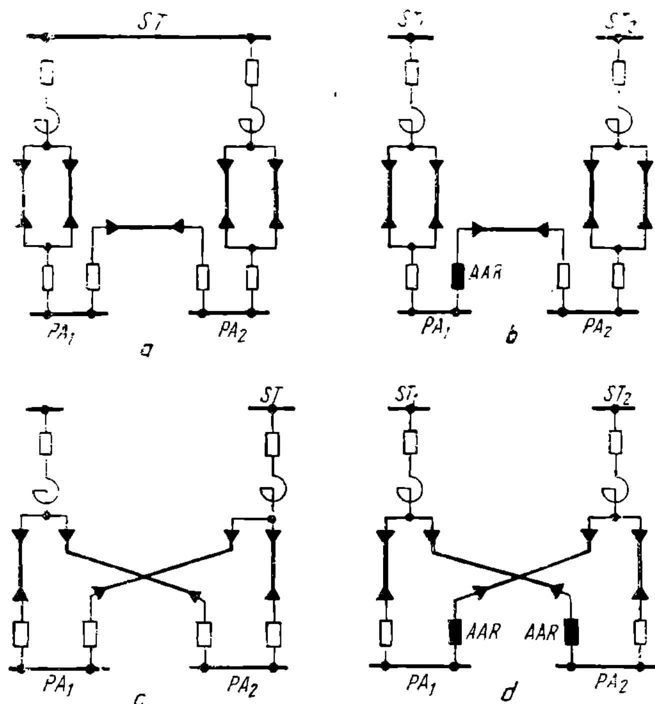


Fig. 12.13. Scheme de conexiune ale rețelelor cu două puncte de alimentare.

turilor, ceilalți doi fideri se supraîncarcă cu 50%. Este de menționat că legăturile dintre punctele de alimentare pot fi prevăzute și cu dispozitive AAR. În acest caz, rețeaua funcționează în condiții normale radial și se buclează cînd dispare tensiunea de pe una din barele punctelor de alimentare.

Schema *b* a fost propusă și în rețeaua orașului București și va înlocui treptat schema din figura 12.13, *a*. Ea funcționează, în condiții normale, radial și are asigurată rezerva printr-un cablu comun celor trei fideri activi, care intră

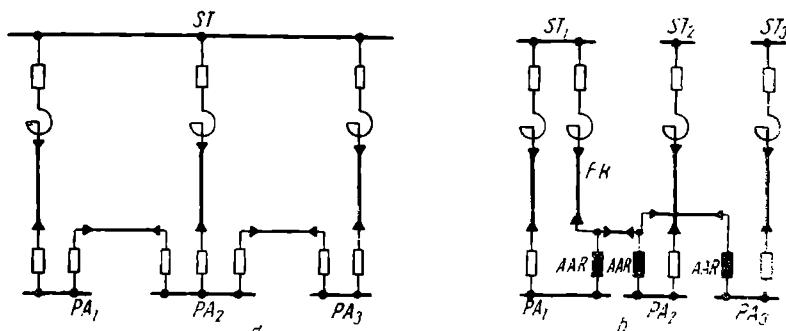


Fig. 12.14. Scheme de conexiune ale rețelelor cu trei puncte de alimentare.

în funcțiune prin dispozitivul AAR. În acest fel, rezerva în capacitatea de transport a fiderilor este de 33%.

Alegerea unei anumite scheme de conexiuni pentru rețeaua de alimentare trebuie să rezulte dintr-un calcul tehnico-economic, care să țină seama de dinamica densității de sarcină în sectorul respectiv. Compararea tehnică a schemelor permite însă să se facă următoarele considerații generale:

— din punct de vedere al pierderilor de energie și al căderilor de tensiune, schemele buclate sînt mai avantajoase la încărcări diferite ale punctelor de alimentare;

— din punct de vedere al protecției sînt mai avantajoase schemele radiale, care au o protecție mai simplă și mai sigură; de asemenea, exploatarea este mai ușoară în cazul rețelelor radiale;

— din punct de vedere al siguranței în alimentare sînt mai avantajoase schemele care sînt alimentate de la bare distincte, ceea ce echivalează cu două surse separate, în timp ce schemele inelare sînt alimentate obligatoriu de la aceeași bară;

— din punct de vedere al puterilor de scurtcircuit sînt mai avantajoase schemele radiale decît cele buclate, unde bobinele de reactanță, practic, sînt legate în paralel.

12.2.2. **Schemele de conexiuni ale rețelelor de distribuție.** Rețelele de distribuție, prin intermediul cărora barele posturilor de transformare sînt legate cu punctele de alimentare sau eventual direct cu centralele sau stațiile de transformare coborîtoare, au în cele mai simple cazuri scheme radiale, ca în figura 12.15. Acestea însă se folosesc numai în localități de mică importanță sau, eventual, la periferia localităților mai mari, datorită gradului lor de siguranță în alimentarea consumatorilor redus. În scopul măririi selectivității protecției, pe derivațiile mai importante ale rețelei radiale se montează întreruptoare care, ca și cele din punctele de alimentare, se prevăd cu dispozitive de anclanșare automată rapidă. În acest fel, se elimină defectele trecătoare și, prin aceasta, se reduc apreciabil întreruperile în alimentare (la mai puțin de 25%).

Experiența în proiectarea și exploatarea rețelelor din țara noastră a arătat că schema cu linii de distribuție construite buclat și exploatate radial este satisfăcătoare, atît din punct de vedere tehnic, cît și din punct de vedere economic. Îmbunătățirea indicilor economici ai acestei scheme de conexiuni depinde de aparatajul folosit în rețeaua de medie tensiune și de gradul de buclare a rețelei pe partea de joasă tensiune.

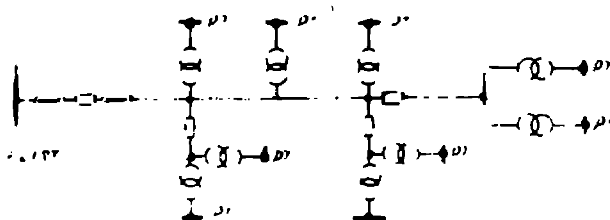


Fig. 12.15. Schemă de conexiune radială a unei rețele de distribuție de medie tensiune.

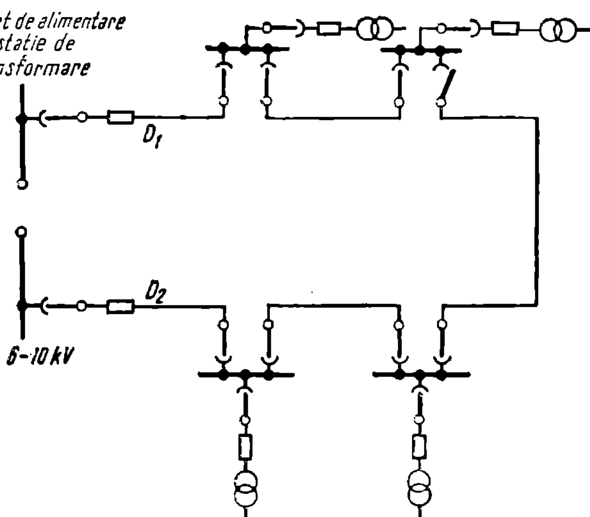


Fig. 12.16. Rețea de distribuție de medie tensiune cu doi distribuitori (radială dublă).

În figura 12.16 se arată o schemă de conexiuni, cu două distribuitoare D_1 și D_2, care poate alimenta simultan posturile de transformare, cînd rețeaua funcționează buclat. Cînd rețeaua funcționează radial, se recomandă ca fiecare distribuitor să alimenteze radial jumătate din posturile de transformare; în caz de scurtcircuit pe un distribuitor, posturile de transformare alimentate de acesta sînt comutate pe celălalt distribuitor.

Racordarea distribuitoarelor la posturile de transformare se poate face fie prin separatoare, în care caz durata întreruperii este mai mare, fie prin întreruptoare, cînd manevrele efectuate automat sînt mult mai rapide și durata întreruperii este mică.

O schemă de conexiuni mai perfecționată este cea din figura 12.17, care în regim normal funcționează radial. Pentru mai multă siguranță cele două distribuitoare D_1 și D_2 pot fi conectate la puncte de alimentare sau stații de

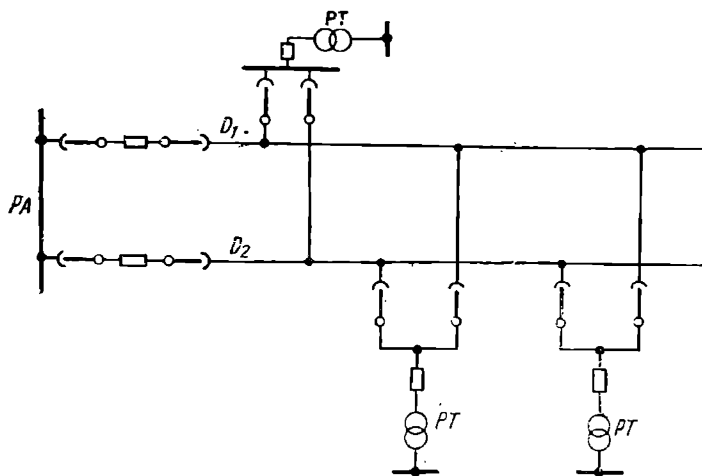


Fig. 12.17. Schemă de conexiune buclată cu funcționare radială.

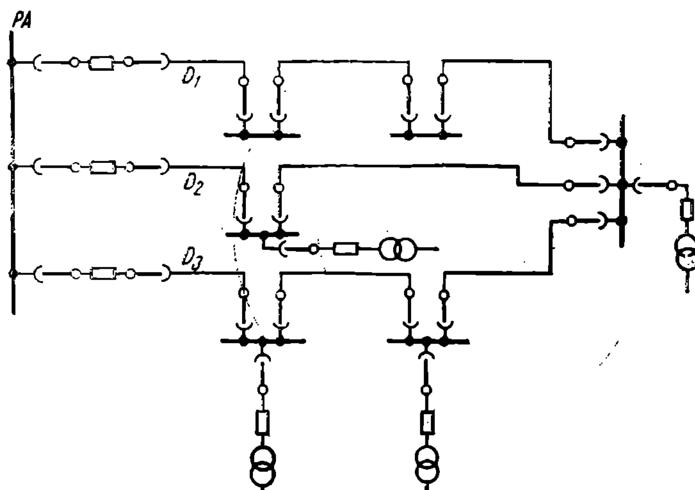


Fig. 12.18. Schemă de conexiune buclată cu trei distribuitoare.

transformare diferite. În această schemă este posibilă înlocuirea unor întreruptoare prin separatoare de sarcină. Se menţin întreruptoarele numai pe plecările distribuitoarelor din punctul de alimentare sau din staţia de transformare. La transformatoarele din posturile de transformare se montează, în serie cu separatoarele de sarcină, siguranţe de medie tensiune.

Pentru micşorarea cantităţii suplimentare de metal se pot folosi şi scheme de funcţionare multiplu buclate. Astfel schema de conexiuni din figura 12.17, în regim de avarie, are rezervă suplimentară de metal neferos în fiecare distribuitor, crescută cu 100% faţă de regimul normal de funcţionare. În schema prezentată în figura 12.18 necesităţile de metal neferos, în regimuri de avarii, cresc numai cu 50% faţă de cele necesare în regim normal. După cum se observă, ea are trei distribuitoare D_1, D_2 şi D_3, putînd fi echipată cu aparataj de comutaţie, în mod similar cu cea prezentată în figura 12.17.

12.3. Schemele de conexiuni ale reţelelor de înaltă tensiune

Creşterea consumului de energie electrică în oraşe şi în întreprinderile industriale a făcut ca reţelele de medie tensiune să fie insuficiente pentru distribuţia energiei electrice la punctele de alimentare sau la staţiile de transformare. A apărut necesitatea construirii în interiorul oraşelor sau a întreprinderilor industriale, a unor staţii de transformare coborîtoare sau a unor centrale electrice, în special cu termoficare, cu ajutorul cărora să se realizeze puncte de injecţie a energiei, legate între ele prin linii, de obicei subterane, de 35—220 kV. În felul acesta reţelele de înaltă tensiune s-au transformat treptat, din reţele de interconexiune cu sistemul electroenergetic, în reţele de distribuţie pe cuprinsul acestor oraşe sau a unor mari consumatori industriali. Schemele lor de conexiuni sînt buclate, de obicei inelare şi eventual cu diagonale şi au suficientă rezervă în caz de avarie, astfel încît alimentarea consumatorilor să nu fie întreruptă.

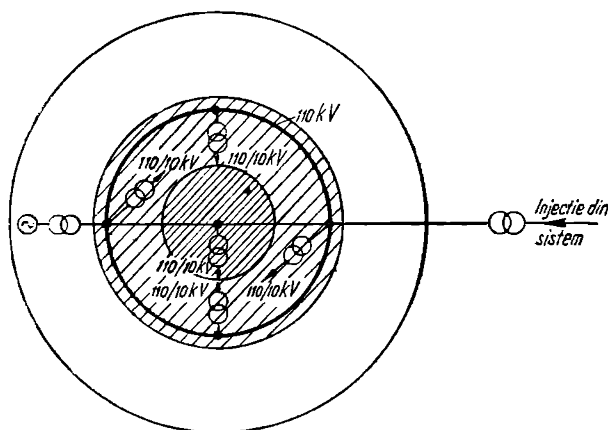


Fig. 12.19. Schemă de conexiune a unei rețele cu o singură treaptă de tensiune înaltă.

Ele pot fi proiectate și construite cu o singură treaptă sau cu două trepte de înaltă tensiune. În cazul cînd rețeaua de înaltă tensiune este nou construită, din punct de vedere economic este mai avantajos sistemul cu o singură treaptă de tensiune, atît datorită reducerii pierderilor de energie, ca urmare a eliminării unei transformări intermediare, cît și datorită reducerii investițiilor. Dacă în oraș există deja o treaptă de tensiune intermediară, diferența de investiții între sistemele cu una sau cu două trepte de tensiune înaltă poate fi redusă într-o măsură mai mare sau mai mică, după cum rețeaua existentă este mai mult sau mai puțin dezvoltată. În funcție de densitatea sarcinii poate fi interesantă introducerea unui sistem cu două tensiuni înalte, sau introducerea unui sistem mixt (o parte a orașului are rețeaua cu două trepte de tensiune înaltă, iar cealaltă parte are o singură treaptă). Alegerea soluției optime pentru fiecare caz în parte, trebuie făcută pe baza unor studii tehnico-economice.

În figura 12.19 este prezentată, sub o formă generalizată, schema de conexiuni a unei rețele cu un sistem de distribuție cu două tensiuni. Orașul este împărțit în trei zone de consum concentrice, cu densități de sarcină din ce în ce mai reduse spre periferie. Centrul orașului are o stație de transformare de 110/10 kV, alimentată printr-o diagonală de 110 kV în cablu, din inelul de 110 kV, amplasat într-una din zonele mai periferice. Inelul este alimentat de la centralele locale și de la sistemul electroenergetic și are patru stații de transformare de 110/10 kV, situate în punctele în care consumul de energie electrică este mai mare. Fiecare stație de transformare alimentează prin cabluri o zonă a rețelei de distribuție de 10 kV, a cărei putere de scurtcircuit poate fi limitată prin bobine de reactanță.

În figura 12.20 este reprezentată schema de conexiuni a unei rețele de înaltă tensiune dintr-un oraș, construită peste o rețea existentă de 35 kV, care a devenit insuficientă pentru alimentarea consumatorilor. Rețeaua de 110 kV este formată dintr-un inel cu două diagonale și stațiile de transformare aferente de 110/35 kV, iar rețeaua de distribuție de medie tensiune este alimentată prin stații de transformare de 35/10 kV.

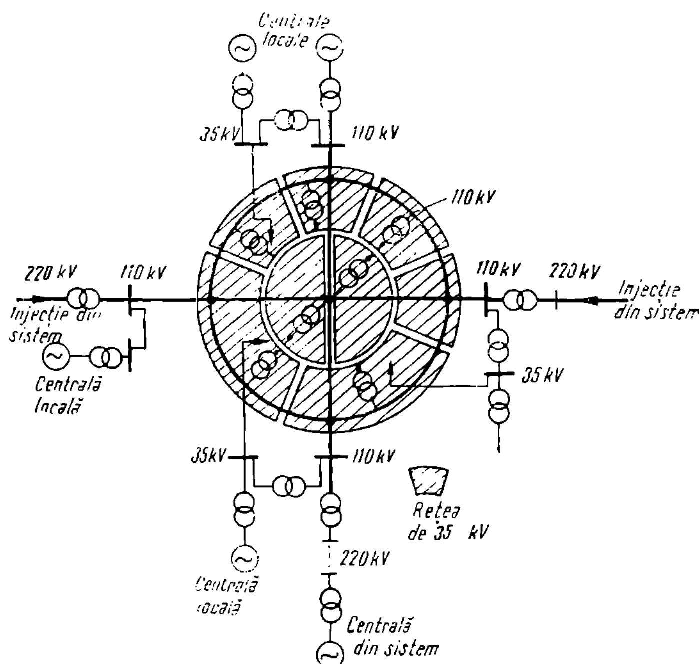


Fig. 12.20. Schemă de conexiune a rețelei de înaltă tensiune de 110 kV, suprapusă peste o rețea existentă de 35 kV.

În figura 12.21 se reprezintă schema de conexiuni a unei rețele de înaltă tensiune pentru un mare oraş industrial, care are două inele, şi anume unul de 110 kV şi altul de 220 kV. Rețeaua de 110 kV poate fi alimentată de surse situate pînă la distanța de 100 km de aceasta, în timp ce rețeaua de 220 kV este alimentată de la surse separate situate la distanțe mai mari.

Cele două inele de rețea sînt conectate între ele, prin stații de transformare de 220/110 kV, alimentate fiecare şi de la o rețea de 400 kV.

Punctele de injecție a energiei în rețeaua de medie tensiune sînt stații de transformare coborîtoare racordate la liniile de 110 kV.

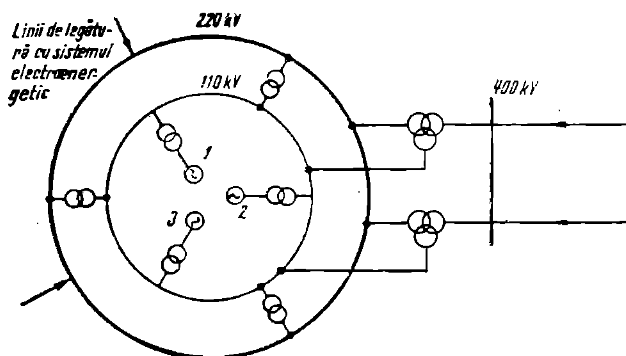


Fig. 12.21. Schemă de conexiuni a unei rețele de înaltă tensinne cu două trepte de tensiuni de 220 kV şi 110 kV.

Capitolul 13

REGIMURILE STABILIZATE DE FUNCȚIONARE ALE REȚELELOR ELECTRICE

Regimurile stabilizate de funcționare a sistemelor electroenergetice sînt regimuri de funcționare de durată și se întîlnesc în două situații, și anume:

a) în situația de funcționare normală;

b) în situațiile de funcționare de după avarie.

În prima situație regimul stabilizat are următoarele caracteristici mai importante:

— sînt în funcțiune toate elementele componente ale sistemului, și anume: generatoarele, liniile de transport și distribuție și transformatoarele din stațiile și posturile de transformare, cu excepția celor care se găsesc în revizii și reparații planificate;

— tensiunile în majoritatea nodurilor sistemului au valori situate în banda denumită „favorabilă", în care echipamentul funcționează în cele mai bune condiții din punct de vedere al solicitărilor sale electrice și mecanice. De exemplu, pentru treptele de tensiuni de 110 kV și 400 kV, benzile favorabile sînt: 121—110 kV, 242—220 kV și 417—400 kV;

— majoritatea elementelor sistemului sînt astfel încărcate încît să contribuie la realizarea unui regim economic de funcționare, respectiv, generatoarele la sarcina nominală sau cea fixată de dispecerul național pentru obținerea consumului minim de combustibil, transformatoarele la sarcini peste 60%, iar liniile încărcate corespunzător sarcinii economice;

— se asigură pentru toți consumatorii, funcție de importanța fiecăruia, gradul de siguranță și rezerva necesară în alimentare.

În aceste condiții toți consumatorii sistemului energetic, indiferent de locul unde sînt racordați și de specificul lor în ce privește consumul de energie electrică, au asigurate condiții normale de alimentare atît cantitativ, adică putînd să preia puterea și energia necesară, cît și calitativ, respectiv frecvența și tensiunea cu variații în limitele admisibile.

În cea de-a doua situație, regimul stabilizat de după avarie are următoarele caracteristici:

— se stabilește după ce a avut loc în sistem o avarie și după ce elementul avariat a fost scos din funcțiune, protecția acționînd corect. În acest caz, în sistemul energetic nu sînt toate elementele componente în funcțiune;

— tensiunile, la o parte din nodurile sistemului, în această situație, pot ieși din banda favorabilă dar să nu depășească banda admisibilă, adică: 123—106 kV pentru 110 kV, 245—203 kV pentru 220 kV și 420—380 kV pentru 400 kV;

— repartiția sarcinilor pe o parte dintre elementele sistemului, îndeosebi pe liniile și stațiile din zona unde a fost scos din funcțiune elementul avariat,

nu mai corespunde situației normale, fiind în general mai încărcate, fără a se ajunge însă la suprasarcini periculoase;

— într-un astfel de regim de funcționare, care poate dura un timp mai lung, nu trebuie afectate condițiile normale de alimentare ale consumatorilor, adică trebuie să li se asigure întreaga putere cerută la valori normale ale tensiunii și frecvenței, precum și continuitatea necesară în alimentare.

Regimurile stabilizate de funcționare a sistemelor energetice pot fi foarte multe, atît în situația normală, cît și în cea de după avarie, funcție de repartiția sarcinilor pe centralele sistemului la un anumit moment sau în funcție de variația sarcinii consumatorilor după curbele de sarcină zilnice.

Din numărul mare de regimuri stabilizate posibile este necesar ca o parte dintre ele, respectiv cele mai grele, să fie examinate pentru a se ști dacă sînt necesare eventuale măsuri.

Pentru examinarea acestor regimuri au fost elaborate diferite metode dintre care o parte sînt prezentate în capitolul *5* și care se folosesc pentru rețele radiale, alimentate de la două capete și buclate. În ultimul timp, odată cu folosirea pe scară largă a calculatoarelor electronice cifrice și în energetică, un domeniu foarte potrivit de aplicare îl constituie și calculul regimurilor stabilizate a sistemelor electroenergetice. Aceasta cu atît mai mult cu cît sistemele electroenergetice ale multor țări, printre care și cel din țara noastră, s-au dezvoltat foarte mult, au configurații complexe și calculul cu mîna sau cu rigla de calcul nu poate fi considerat ca satisfăcător.

Una din metodele de calcul care utilizează calculatorul este cea *matricială*. În cele ce urmează, se va prezenta cea mai simplă formă de utilizare a calculului matricial pentru examinarea regimurilor stabilizate ale rețelelor electrice.

13.1. Rețeaua de curent continuu

Se consideră pentru început o rețea buclată, simplă, funcționînd în curent continuu pentru a putea prezenta mai clar metoda matematică folosită. Rețeaua are trei noduri *0, 1, 2*, nodul *0* fiind sursă și *1, 2* — consumatoare (figura 13.1).

Sînt date lungimile, materialul și secțiunea celor trei linii și deci, rezistențele r_{01}, r_{02} și r_{12} și curenții I_1 și I_2, preluați de cei doi consumatori. Curentul I_0 injectat în sursă va fi:

$$I_0 = I_1 + I_2. \tag{13.1}$$

Pentru determinarea curenților I_{01}, I_{02} și I_{12} se iau sensuri arbitrare. Tensiunile în noduri U_0, U_1 și U_2 sînt de asemenea necunoscute.

Tensiunile sînt măsurate între cele două conductoare plus și minus sau între plus și pămînt, deci pămîntul este considerat ca un nod suplimentar al rețelei, nod de referință.

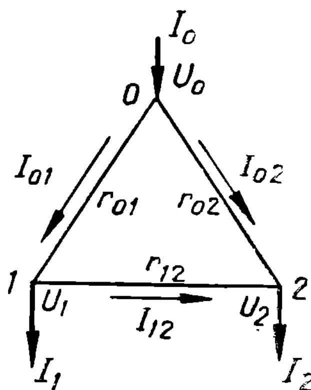


Fig. 13.1. Rețea buclată cu trei noduri.

Aplicînd teorema I a lui Kirchhoff pentru cele trei noduri, se precizează că pentru curenții care intră în nod se adoptă semnul plus și pentru cei care ies din nod semnul minus. În acest fel se poate scrie:

$$\begin{aligned} &\text{— pentru nodul } 0: && -I_0 + I_{01} + I_{02} = 0; \\ &\text{— pentru nodul } 1: && -I_{01} + I_1 + I_{12} = 0; \\ &\text{— pentru nodul } 2: && -I_{02} - I_{12} + I_2 = 0. \end{aligned} \tag{13.2}$$

Curenții din linii se exprimă în funcție de tensiunile de la capetele liniilor și de rezistențele acestora. Întrucît la utilizarea matricelor se lucrează mai ușor cu conductanțele, care sînt inversul rezistențelor, se exprimă curenții din linii funcție de conductanțele acestora, obținîndu-se expresiile:

$$\begin{aligned} I_{01} &= \frac{U_0 - U_1}{r_{01}} = g_{01}(U_0 - U_1); \\ I_{02} &= \frac{U_0 - U_2}{r_{02}} = g_{02}(U_0 - U_2); \\ I_{12} &= \frac{U_1 - U_2}{r_{12}} = g_{12}(U_1 - U_2). \end{aligned} \tag{13.3}$$

Înlocuind curenții în ecuațiile (13.2) rezultă:

$$\begin{aligned} &-I_0 + g_{01}(U_0 - U_1) + g_{02}(U_0 - U_2) = 0; \\ &-g_{01}(U_0 - U_1) + I_1 + g_{12}(U_1 - U_2) = 0; \\ &-g_{02}(U_0 - U_2) - g_{12}(U_1 - U_2) + I_2 = 0. \end{aligned} \tag{13.4}$$

Efectuînd operațiile respective și punînd în evidență necunoscutele: U_0, U_1, U_2 se obține:

$$\begin{aligned} &U_0(g_{01} + g_{02}) - U_1 g_{01} - U_2 g_{02} = I_0; \\ &-U_0 g_{01} + U_1(g_{01} + g_{12}) - U_2 g_{12} = -I_1; \\ &-U_0 g_{02} - U_1 g_{12} + U_2(g_{02} + g_{12}) = -I_2. \end{aligned} \tag{13.5}$$

Acest sistem de ecuații poate fi pus sub forma următoare:

$$\underbrace{\begin{array}{c|ccc} & 0 & 1 & 2 \\ \hline 0 & g_{01} + g_{02} & -g_{01} & -g_{02} \\ 1 & -g_{01} & g_{01} + g_{12} & -g_{12} \\ 2 & -g_{02} & -g_{12} & g_{02} + g_{12} \end{array}}_{[A]} \cdot \underbrace{\begin{array}{|c|} U_0 \\ U_1 \\ U_2 \end{array}}_{[B]} = \underbrace{\begin{array}{|c|} I_0 \\ -I_1 \\ -I_2 \end{array}}_{[C]}, \tag{13.6}$$

în care:

[A] reprezintă matricea coeficienților necunoscutelor din sistemul de ecuații (13.5);

[B] — reprezintă matricea necunoscutelor (tensiunile la nodurile rețelei);

[C] — matricea curenților preluați sau injectați la nodurile rețelei.

Pentru a obține, de exemplu, prima ecuație din sistemul (13.5) se înmulțește prima linie a matricei coeficienților cu matricea tensiunilor și rezultă prima valoare din matricea curenților, adică:

$$(g_{01} + g_{02})\, U_0 - g_{01}\, U_1 - g_{02}\, U_2 = I_0. \qquad (13.7)$$

Procedînd similar cu linia a doua și a treia se obțin celelalte două ecuații ale sistemului (13.5).

Matricea coeficienților are următoarele proprietăți:

— este o matrice pătrată, adică are numărul de linii egal cu numărul de coloane și egal, după cum se constată din ecuația matricială (13.6), cu numărul de noduri ale rețelei;

— este simetrică, adică termenii care au poziție simetrică față de diagonala principală sînt egali;

— termenii diagonalei principale rezultă, la fiecare linie, din însumarea tuturor celorlalți termeni ai liniei cu semn schimbat. Astfel, matricea coeficienților se mai poate scrie:

	0	*1*	*2*
0	g_{00}	$-g_{01}$	$-g_{02}$
1	$-g_{10}$	g_{11}	$-g_{12}$
2	$-g_{20}$	$-g_{21}$	g_{22}

, (13.8)

unde:

$$g_{00} = -(-g_{01} - g_{02});\quad g_{11} = -(-g_{01} - g_{12});$$
$$g_{22} = -(-g_{02} - g_{12}).$$

Se remarcă faptul că stabilirea acestei matrici pentru orice configurație de rețea se poate face fără a mai trece prin demonstrațiile anterioare. Astfel, lăsînd la o parte termenii diagonalei principale, care s-a văzut cum pot fi stabiliți, dacă se compară matricea (13.8) cu schema rețelei din figura 13.1 se constată că fiecare termen nediagonal al matricei reprezintă conductanța liniei din rețea dintre nodurile ale căror numere constituie indicii (exteriori matricei) liniei și coloanei care se întîlnesc în locul respectiv. De exemplu, la intersecția liniei *0* cu coloana *2* se găsește termenul g_{02}, adică conductanța liniei din rețea dintre nodurile *0* și *2*. Aceeași valoare, deși indicii sînt inversați, $-g_{20}$ se găsește la intersecția coloanei *0* cu linia *2*; la intersecția liniei *2* cu coloana *1* sau a coloanei *2* cu linia *1* se găsesc mărimile $-g_{21}$ și respectiv $-g_{12}$, ambele reprezentînd conductanța aceleiași linii a rețelei dintre nodurile *1* și *2*. Toți acești termeni au semnul minus.

De aici rezultă că, dacă se dă o anumită configurație de rețea, pentru care se cer tensiunile la noduri și curenții care circulă prin linii, se poate stabili imediat matricea coeficienților și respectiv ecuația matricială, deoarece matricile tensiunilor și curenților la noduri, care se numesc *matrici coloană*, se pot scrie fără dificultăți, așa cum rezultă din ecuația (13.6).

Această ecuație se poate scrie mai scurt sub următoarele forme:

$$[g] \cdot [U] = [I]$$

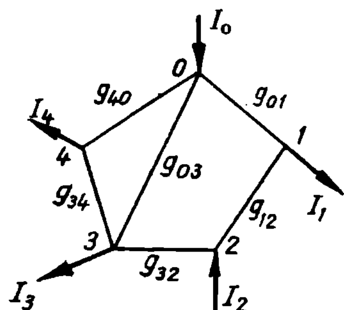


Fig. 13.2. Rețea buclată cu cinci noduri.

sau:

$$\|g\| \cdot \|U\| = \|I\|, \qquad (13.9)$$

care se citește: matricea conductanță a unei rețele înmulțită cu matricea tensiunilor la noduri dă matricea curenților la nodurile rețelei respective.

Ca aplicație a celor prezentate se dă o rețea mai complexă, tot de curent continuu, cu cinci noduri (fig. 13.2), pentru care urmează să se stabilească direct matricea conductanță și ecuația matricială corespunzătoare de tipul (13.6).

$$\begin{array}{c|c|c|c|c|c|} & 0 & 1 & 2 & 3 & 4 \\ \hline 0 & g_{01}+g_{03}+g_{04} & -g_{01} & 0 & -g_{03} & -g_{04} \\ 1 & -g_{10} & g_{10}+g_{12} & -g_{12} & 0 & 0 \\ 2 & 0 & -g_{21} & g_{21}+g_{23} & -g_{23} & 0 \\ 3 & -g_{30} & 0 & -g_{32} & g_{30}+g_{32}+g_{34} & -g_{34} \\ 4 & -g_{40} & 0 & 0 & -g_{43} & g_{40}+g_{43} \end{array} \cdot \begin{array}{|c|} U_0 \\ U_1 \\ U_2 \\ U_3 \\ U_4 \end{array} = \begin{array}{|c|} I_0 \\ -I_1 \\ I_2 \\ -I_3 \\ -I_4 \end{array} \cdot \qquad (13.10)$$

Matricea conductanță se formează completînd, în primul rînd, termenii nediagonali și apoi termenii diagonalei principale. În matricea conductanță se observă unii termeni exprimați prin zero (ex: *0,2*; *1,3*; *1,4* etc.). Aceasta deoarece se lucrează cu conductanțe și între nodurile *0,2*; *1,3* etc. neexistînd nici o linie, deci rezistența fiind infinită, inversul său, respectiv conductanța între cele două noduri, este zero. Pentru aceasta se preferă să se lucreze cu conductanțe deoarece calculele cu matrici care au unii termeni zero sînt mai comode decît cele cu unii termeni egali cu infinit.

Matricea coloană a tensiunilor se completează cu literele care indică tensiunile din fiecare nod, care sînt necunoscute, și apoi se completează matricea coloană a curenților ținînd seamă de sensul curentului în fiecare nod (sursă sau consumator).

Pentru rezolvarea acestui sistem de ecuații trebuie remarcat, în primul rînd, că pentru rețeaua cu 5 noduri s-au scris 5 ecuații, adică este una în plus, deoarece dacă sînt cunoscuți patru curenți al cincilea rezultă. Deci, pentru ca sistemul de ecuații să fie compatibil, respectiv pentru a face ca determinantul matricei coeficienților să fie diferit de zero, trebuie să se renunțe la un nod, dispărînd deci o necunoscută, care devine cunoscută, adică pe care ne-o dăm.

Acest nod are un rol deosebit, el devenind ***nod de referință*** în locul pămîntului, fiind denumit și ***nod de echilibru*** sau ***de balansare***, adică el trebuie să închidă balanța consumului în rețea, inclusiv pierderile. Pentru aceasta un astfel de nod se alege de obicei un nod sursă, unde se presupune tensiunea cunoscută și care poate dispune de rezerve de putere pentru a acoperi diferențele de consum plus pierderile din rețeaua de studiat. În cazul rețelei alese (fig. 13.2) se poate alege ca nod de referință nodul sursă *0* și în consecință dispare din

ecuația matricială (13.10) prima linie de la toate cele trei matrici și prima coloană de la matricea conductanță.

În acest caz trebuie observat că în prima coloană care a dispărut sînt cuprinși termeni nediagonali care dispar și ei, dar care trebuie considerați la stabilirea termenului diagonal al liniei respective, de exemplu, termenul nediagonal $-g_{10}$, care intră în termenul diagonal $g_{11} = g_{10} + g_{12}$.

Pentru a ușura formarea termenilor diagonali se precizează, observînd structura fiecăruia dintre ei în ecuația (13.10) și în rețeaua din figura 13.2, că fiecare termen diagonal conține suma conductanțelor tuturor liniilor rețelei care pleacă din nodul respectiv; de exemplu, din nodul *2* pleacă două linii spre nodurile *1* și *3*; termenul diagonal corespunzător va avea expresia $g_{22} = g_{21} + g_{23}$.

O altă precizare se referă la matricea coloană a tensiunilor. Odată cu alegerea nodului de referință, tensiunea acestui nod a devenit tensiune de referință în loc de potențialul pămîntului considerat zero, așa cum era înainte de alegerea nodului de referință. În acest caz tensiunile U_1, U_2, U_3 și U_4 din ecuația 13.10, nu mai reprezintă tensiunile față de pămînt, ci rezultatele calculelor vor fi propriu-zis diferențe de tensiune față de tensiunea nodului de referință aleasă ca mărime. Adică ecuația 13.10 devine:

$$\begin{array}{c|cccc|} & 1 & 2 & 3 & 4 \\ \hline 1 & g_{10}+g_{12} & -g_{12} & 0 & 0 \\ 2 & -g_{21} & g_{21}+g_{23} & -g_{23} & 0 \\ 3 & 0 & -g_{32} & g_{30}+g_{34}+g_{32} & -g_{34} \\ 4 & 0 & 0 & -g_{43} & g_{40}+g_{43} \end{array} \cdot \begin{vmatrix} \Delta U_1 \\ \Delta U_2 \\ \Delta U_3 \\ \Delta U_4 \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} -I_1 \\ I_2 \\ -I_3 \\ -I_4 \end{vmatrix}, \quad (13.11)$$

unde:

$$\Delta U_1 = U_0 - U_1; \quad \Delta U_2 = U_0 - U_2; \quad \Delta U_3 = U_0 - U_3; \quad \Delta U_4 = U_0 - U_4 \quad (13.12)$$

și de unde se obține:

$$U_1 = U_0 - \Delta U_1; \quad U_2 = U_0 - \Delta U_2; \quad U_3 = U_0 - \Delta U_3; \quad U_4 = U_0 - \Delta U_4. \quad (13.13)$$

Valorile lui ΔU se iau cu semnele care rezultă din calcule $\pm$ și se ține seama de ele.

Pentru a se putea trece efectiv la rezolvarea sistemului (13.10) mai este necesară o ultimă observație importantă. În examinarea făcută mai sus atît sarcinile consumatorilor, cît și aportul surselor au fost reprezentate prin curenți.

Această ipoteză însă nu este reală, deoarece consumatorii cer anumite puteri (P_1, P_3, P_4) care rămîn constante și în cazurile cînd tensiunile în nodurile respective variază cu cîteva procente în jurul valorilor nominale cum se întîmplă, de obicei, în regimurile stabilizate de funcționare. În consecință, pentru a menține puterile constante, la variația tensiunii trebuie să varieze și curentul absorbit de consumator conform relației:

$$P = U \cdot I. \quad (13.14)$$

Rezultă deci că curenții care trebuie introduși în ecuație nu sînt mărimi constante, ci depind de valorile tensiunilor la noduri, care sînt de fapt necunoscute.

Soluționarea acestei probleme constă în rezolvarea succesivă a sistemului de ecuații, respectiv a ecuației matriciale (13.11), folosind o metodă iterativă de calcul sau de aproximații succesive. După fiecare rezolvare, respectiv iterație, se reduc aproximațiile și după un număr oarecare de iterații se poate obține, în general, gradul de precizie dorit.

Pentru prima iterație se calculează curenții considerînd în toate nodurile rețelei tensiunea egală cu tensiunea nodului de referință U_0 și se obține:

$$I_1^{(1)} = \frac{P_1}{U_0}; \quad \ldots; \quad I_4^{(1)} = \frac{P_4}{U_0}. \tag{13.15}$$

Introducîndu-se aceste valori în ecuația (13.11) se determină primele valori ale diferențelor de tensiune $\Delta U_1^{(1)}, \ldots, \Delta U_4^{(1)}$. Cu aceste valori se calculează tensiunea fiecărui nod după prima iterație folosind expresiile (13.13):

$$U_1^{(1)} = U_0 - \Delta U_1^{(1)}; \quad \ldots; \quad U_4^{(1)} = U_0 - \Delta U_4^{(1)}, \tag{13.16}$$

iar cu tensiunile obținute se determină valorile curenților cu care se face a doua iterație:

$$I_1^{(2)} = \frac{P_1}{U_1^{(1)}}; \quad \ldots; \quad I_4^{(2)} = \frac{P_4}{U_4^{(1)}}. \tag{13.17}$$

Numărul de iterații depinde de gradul de precizie dorit și constă în stabilirea unei valori foarte mici, notată cu ε, care nu trebuie să fie depășită de diferența dintre valorile tensiunii obținute după două iterații succesive, pentru fiecare nod al rețelei, adică:

$$U_i^{(n-1)} - U_i^{(n)} \leqslant \varepsilon, \tag{13.18}$$

unde:

$U_i^{(n-1)}$ este valoarea tensiunii nodului i după iterația $(n-1)$ penultimă;
$U_i^{(n)}$ — valoarea tensiunii aceluiași nod după iterația (n) ultimă.

13.2. Rețeaua de curent alternativ

Ecuația matricială (13.9) scrisă pentru curentul continuu este valabilă în principiu și pentru curentul alternativ, pusă sub forma următoare:

$$[\underline{Y}] \cdot [\underline{U}] = [\underline{I}], \tag{13.19}$$

în care:

$[\underline{Y}]$ este matricea admitanță a rețelei care are ca elemente admitanțele liniilor respective, exprimate sub formă complexă: $G - \mathrm{j}B$;
$[\underline{U}]$ — matricea coloană a tensiunilor la noduri exprimate de asemenea complex: $U_a + \mathrm{j}U_r$;
$[\underline{I}]$ — matricea coloană a curenților la noduri sub formă complexă: $I_a - \mathrm{j}I_r$.

Înlocuind mărimile complexe prin componentele lor reale și imaginare în ecuația (13.19), se obține:

$$[G - jB] \cdot [U_a + jU_r] = [I_a - jI_r] \tag{13.20}$$

sau efectuînd operațiile:

$$[G] \cdot [U_a] + [B] \cdot [U_r] - j([B] \cdot [U_a] - [G] \cdot [U_r]) = [I_a] - j[I_r] \tag{13.21}$$

respectiv:

$$\begin{aligned} [G] \cdot [U_a] + [B] \cdot [U_r] &= [I_a] \\ [B] \cdot [U_a] - [G] \cdot [U_r] &= [I_r], \end{aligned} \tag{13.22}$$

în care necunoscutele sînt: $[U_a]$ și $[U_r]$.

Sistemul (13.22) poate fi pus sub forma generală:

$$\begin{vmatrix} [G] & [B] \\ [B] & -[G] \end{vmatrix} \cdot \begin{vmatrix} [U_a] \\ [U_r] \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} [I_a] \\ [I_r] \end{vmatrix}. \tag{13.23}$$

Aceasta este de fapt forma sub care se scrie ecuația matricială (13.9) în curent alternativ.

Întrucît fiecare din termenii matricilor (13.23) este la rîndul său cîte o matrice, respectiv o submatrice, rezultă că pentru două rețele cu număr de noduri egale, una de curent continuu și una de curent alternativ, matricea admitanță a rețelei de curent alternativ are un număr de linii și de coloane dublu față de matricea conductanță a rețelei de curent continuu, deci numărul de elemente egal cu pătratul numărului elementelor matricei conductanță. Matricile coloană ale tensiunilor și curenților la noduri au un număr de elemente dublu, corespunzînd componentelor reale și imaginare ale celor două mărimi.

Pentru exemplificare, se ia o rețea de curent alternativ cu patru noduri (fig. 13.3). Pentru această rețea se poate scrie direct ecuația matricială de tipul (13.10), după aceleași reguli ca la curentul continuu și ținînd seamă de specificul rețelelor de curent alternativ (ec. 13.23).

Pentru stabilirea acestei ecuații s-a făcut convenția ca curenții activi injectați în nod să fie cu semnul plus și cu minus cei preluați, iar la componentele reactive invers.

După scrierea completă a ecuației (13.24) se alege nodul de echilibru, după aceleași criterii ca și la curentul continuu și apoi se elimină liniile și coloanele corespunzătoare nodului ales (în cazul de față nodul zero).

Ecuația matricială (13.24) se rezolvă prin iterații similar cu (13.11) ținînd seamă de cîteva aspecte specifice curentului alternativ. Astfel, curenții I_a și I_r se calculează folosind puterile active și reactive cerute de consumatori sau

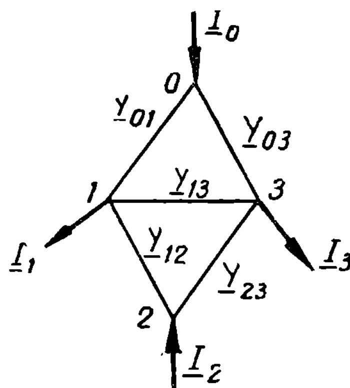


Fig. 13.3. Rețea buclată cu patru noduri.

	0	1	2	3	0	1	2	3		U		I
0	$g_{01}+g_{03}$	$-g_{01}$	0	$-g_{03}$	$b_{01}+b_{03}$	$-b_{01}$	0	$-b_{03}$		U_{a0}		$-I_{a0}$
1	$-g_{10}$	$g_{10}+g_{12}+$ $+g_{13}$	$-g_{12}$	$-g_{13}$	$-b_{10}$	$b_{10}+b_{12}+$ $+b_{13}$	$-b_{12}$	$-b_{13}$		U_{a1}		I_{a1}
2	0	$-g_{21}$	$g_{21}+g_{23}$	$-g_{23}$	0	$-b_{21}$	$b_{21}+b_{23}$	$-b_{23}$		U_{a2}		$-I_{a2}$
3	$-g_{30}$	$-g_{31}$	$-g_{32}$	$g_{30}+g_{31}+$ $+g_{32}$	$-b_{30}$	$-b_{31}$	$-b_{32}$	$b_{30}+b_{31}$ $+b_{32}$	·		=	
0	$b_{01}+b_{03}$	$-b_{01}$	0	$-b_{03}$	$-g_{01}-g_{03}$	g_{01}	0	g_{03}		U_{r0}		I_{r0}
1	$-b_{10}$	$b_{10}+b_{12}+$ $+b_{13}$	$-b_{12}$	$-b_{13}$	g_{10}	$-g_{10}-g_{12}-$ $-g_{13}$	g_{12}	g_{13}		U_{r1}		$-I_{r1}$
2	0	$-b_{21}$	$b_{21}+b_{23}$	$-b_{23}$	0	g_{21}	$-g_{21}-g_{23}$	g_{23}		U_{r2}		I_{r2}
3	$-b_{30}$	$-b_{31}$	$-b_{32}$	$b_{30}+b_{31}+$ $+b_{32}$	g_{30}	g_{31}	g_{32}	$-g_{30}-g_{31}-$ $-g_{32}$		U_{r3}		$-I_{r3}$

debitate de centrale în afara nodului de echilibru. Aceste puteri sînt menținute constante, independent de variațiile de tensiune care pot apare în regimul stabilizat:

$$I_a = \frac{P}{\sqrt{3}U} \quad \text{și} \quad I_r = \frac{Q}{\sqrt{3}U}. \tag{13.25}$$

Matricea coloană a tensiunilor (13.24) va cuprinde în loc de tensiunile $U_{a1}, U_{a2}, U_{a3}, U_{r1}, U_{r2}, U_{r3}$, diferențele de tensiune față de componenta reală a tensiunii din nodul zero ales ca nod de echilibru, și anume:

$$\Delta U_{a1} = U_{a1} - U_{a0}; \quad \Delta U_{a2} = U_{a2} - U_{a0}; \quad \Delta U_{a3} = U_{a3} - U_{a0} \tag{13.26}$$

și față de cea reactivă a aceleiași tensiuni.

Se precizează că se poate alege tensiunea nodului 0 astfel încît să aibă numai componentă activă, iar cea reactivă să fie zero (fig. 13.4, *b*) și atunci se obține:

$$\Delta U_{r1} = U_{r1} - U_{r0} = U_{r1} - 0 = U_{r1};$$
$$\Delta U_{r2} = U_{r2} - U_{r0} = U_{r2} - 0 = U_{r2};$$
$$\Delta U_{r3} = U_{r3} - U_{r0} = U_{r3} - 0 = U_{r3}.$$

Curenții pentru prima iterație se calculează astfel:

$$I_{a1}^{(1)} = \frac{P_1}{\sqrt{3}U_{a0}}; \quad I_{a2}^{(1)} = \frac{P_2}{\sqrt{3}U_{a0}}; \quad I_{a3}^{(1)} = \frac{P_3}{\sqrt{3}U_{a0}};$$
$$I_{r1}^{(1)} = \frac{Q_1}{\sqrt{3}U_{a0}}; \quad I_{r2}^{(1)} = \frac{Q_2}{\sqrt{3}U_{a0}}; \quad I_{r3}^{(1)} = \frac{Q_3}{\sqrt{3}U_{a0}}. \tag{13.28}$$

Valorile respective fiind introduse în ecuația (13.24) după rezolvare se obțin diferențele de tensiune după prima iterație:

$$\Delta U_{a1}^{(1)}; \quad \Delta U_{a2}^{(1)}; \quad U\Delta_{a3}^{(1)}; \quad \Delta U_{r1}^{(1)}; \quad \Delta U_{r2}^{(1)}; \quad \Delta U_{r3}^{(1)}$$

și folosind ecuațiile (13.26) se determină și componentele active ale tensiunilor în noduri după prima iterație:

$$U_{a1}^{(1)} = U_{a0} + \Delta U_{a1}^{(1)};$$
$$U_{a2}^{(1)} = U_{a0} + \Delta U_{a2}^{(1)}; \tag{13.29}$$
$$U_{a3}^{(1)} = U_{a0} + \Delta U_{a3}^{(1)}.$$

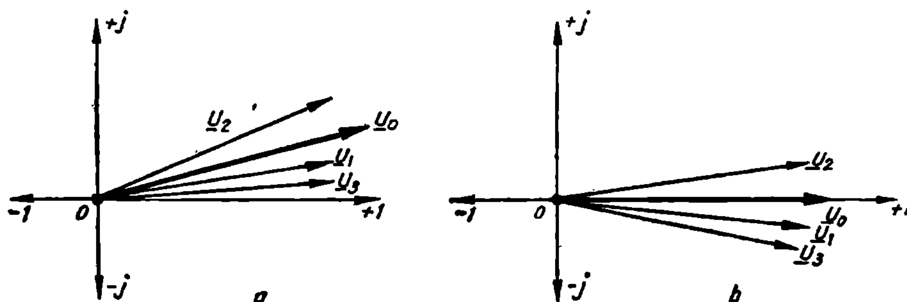


Fig. 13.4. Diagrama fazorială pentru stabilirea originii de fază a tensiunilor.

Cunoscînd valorile componentelor active și reactive ale tensiunilor în noduri, după prima iterație se pot determina modulele tensiunilor:

$$U_1^{(1)} = \sqrt{U_{a1}^{(1)2} + U_{r1}^{(1)2}}; \quad U_2^{(1)} = \dots \tag{13.30}$$

Cu noile valori ale tensiunilor la noduri se calculează componentele active și reactive ale curenților pentru a doua iterație:

$$\begin{aligned} I_{a1}^{(2)} &= \frac{P_1}{\sqrt{3}U_1^{(1)}}; \quad I_{a2}^{(2)} \dots \\ I_{r1}^{(2)} &= \frac{Q_1}{\sqrt{3}U_1^{(1)}}; \quad I_{r2}^{(2)} \dots \end{aligned} \tag{13.31}$$

Și în cazul rețelelor de curent alternativ numărul de iterații depinde de gradul de precizie dorit, calculul fiind oprit atunci cînd diferențele dintre valorile componentelor tensiunilor obținute după două iterații succesive, pentru oricare dintre nodurile rețelei, sînt mai mici decît o valoare acceptată ε, adică:

$$\begin{aligned} U_{ai}^{(n-1)} - U_{ai}^{(n)} &\leqslant \varepsilon; \\ U_{ri}^{(n-1)} - U_{ri}^{(n)} &\leqslant \varepsilon. \end{aligned} \tag{13.32}$$

După ce au fost calculate tensiunile la noduri se pot determina și circulațiile de puteri în linii și se poate verifica în ce măsură situația obținută corespunde condițiilor normale de funcționare a rețelei, adică dacă tensiunile la noduri se încadrează în banda admisibilă și dacă încărcările liniilor sînt de asemenea acceptabile.

În cazul că situația rezultată nu este acceptabilă, se vor lua măsuri (propuneri de realizare a unei noi linii etc.), care să conducă la îmbunătățirea condițiilor de funcționare a rețelei.

13.3. Rezolvarea iterativă a ecuației matriciale

Pentru rezolvarea ecuației matriciale (13.6) prin aproximații succesive (iterativ) s-au elaborat mai multe metode. Dintre acestea mai accesibilă și în același timp mai folosită este *metoda eliminărilor succesive Seidel-Gauss*. Principiul acestei metode constă în eliminarea succesivă a necunoscutelor pînă se ajunge la o ecuație cu o singură necunoscută și după calcularea acesteia se merge în sens invers, determinîndu-se treptat și celelalte necunoscute.

Pentru redarea modului de utilizare a acestei metode se ia un sistem de trei ecuații cu trei necunoscute:

$$\begin{aligned} a_{11}x_1 + a_{12}x_2 + a_{13}x_3 &= b_1 \\ a_{21}x_1 + a_{22}x_2 + a_{23}x_3 &= b_2 \\ a_{31}x_1 + a_{32}x_2 + a_{33}x_3 &= b_3. \end{aligned} \tag{13.33}$$

Similar acestui sistem de ecuaţii poate fi stabilit un sistem de trei ecuaţii pentru o reţea electrică avînd necunoscute tensiunile u_1, u_2, u_3, cunoscute curenţii i_1, i_2, i_3, iar coeficienţii necunoscutelor — conductanţele reţelei, şi anume:

$$\begin{aligned} g_{11}u_1 + g_{12}u_2 + g_{13}u_3 &= i_1 \\ g_{21}u_1 + g_{22}u_2 + g_{23}u_3 &= i_2 \\ g_{31}u_1 + g_{32}u_2 + g_{33}u_3 &= i_3 \end{aligned} \tag{13.34}$$

şi care deci poate fi rezolvat folosind aceleaşi metode ca şi pentru sistemul (13.33).

Pentru eliminarea necunoscutei x_1 din ecuaţiile a doua şi a treia din sistemul (13.33) se explicitează x_1 din prima ecuaţie şi se introduce expresia obţinută în următoarele două ecuaţii:

Astfel, din prima ecuaţie se obţine:

$$x_1 = \frac{b_1}{a_{11}} - \frac{a_{12}}{a_{11}} x_2 - \frac{a_{13}}{a_{11}} x_3 \tag{13.35}$$

şi introducînd în ecuaţiile a doua şi a treia:

$$\begin{aligned} - a_{21} \frac{a_{12}}{a_{11}} x_2 - a_{21} \frac{a_{13}}{a_{11}} x_3 + b_1 \frac{a_{21}}{a_{11}} + a_{22}x_2 + a_{23}x_3 &= b_2 \\ - a_{31} \frac{a_{12}}{a_{11}} x_2 - a_{31} \frac{a_{13}}{a_{11}} x_3 + b_1 \frac{a_{31}}{a_{11}} + a_{32}x_2 + a_{33}x_3 &= b_3 \end{aligned} \tag{13.36}$$

sau grupînd după necunoscute:

$$\begin{aligned} x_2\left(a_{22} - a_{21} \frac{a_{12}}{a_{11}}\right) + x_3 \left(a_{23} - a_{21} \frac{a_{13}}{a_{11}}\right) &= b_2 - b_1 \frac{a_{21}}{a_{11}} \\ x_2\left(a_{32} - a_{31} \frac{a_{12}}{a_{11}}\right) + x_3 \left(a_{33} - a_{31} \frac{a_{13}}{a_{11}}\right) &= b_3 - b_1 \frac{a_{31}}{a_{11}}. \end{aligned} \tag{13.37}$$

Acest sistem se poate scrie:

$$\begin{aligned} a_{22}^{(1)}x_2 + a_{23}^{(1)}x_3 &= b_2^{(1)} \\ a_{32}^{(1)}x_2 + a_{33}^{(1)}x_3 &= b_3^{(1)}, \end{aligned} \tag{13.38}$$

în care coeficienţii necunoscutelor şi mărimile din membrul al doilea reprezintă expresiile din sistemul (13.37), iar exponentul *1* din paranteză arată că valoarea mărimii respective s-a obţinut după eliminarea primei necunoscute a sistemului de ecuaţii.

Eliminarea necunoscutei x_2 se face folosind sistemul (13.38). Astfel, din prima ecuaţie se poate scrie:

$$x_2 = \frac{b_2^{(1)}}{a_{22}^{(1)}} - \frac{a_{23}^{(1)}}{a_{22}^{(1)}} x_3 \tag{13.39}$$

şi introducînd în ecuaţia a doua, se obţine:

$$- a_{32}^{(1)} \frac{a_{23}^{(1)}}{a_{22}^{(1)}} x_3 + b_2^{(1)} \frac{a_{32}^{(1)}}{a_{22}^{(1)}} + a_{33}^{(1)} x_3 = b_3^{(1)} \tag{13.40}$$

sau:

$$x_3\left(a_{33}^{(1)} - a_{32}^{(1)}\frac{a_{23}^{(1)}}{a_{22}^{(1)}}\right) = b_3^{(1)} - b_2^{(1)}\frac{a_{32}^{(1)}}{a_{22}^{(1)}} \tag{13.41}$$

respectiv:

$$a_{33}^{(2)}x_3 = b_3^{(2)}. \tag{13.42}$$

Această ecuaţie cu o necunoscută a rezultat după a doua eliminare, adică a celei de-a doua necunoscute, ceea ce se evidenţiază prin exponentul *2* al coeficientului necunoscutei şi al termenului din membrul al doilea.

Pentru rezolvarea sistemului propus (13.33) se iau prima ecuaţie a acestui sistem, prima ecuaţie a sistemului (13.38) şi ecuaţia (13.42) şi se obţine:

$$\begin{aligned} a_{11}x_1 + a_{12}x_2 + a_{13}x_3 &= b_1 \\ a_{22}^{(1)}x_2 + a_{23}^{(1)}x_3 &= b_2^{(1)} \\ a_{33}^{(2)}x_3 &= b_3^{(2)}. \end{aligned} \tag{13.43}$$

Se observă că din ultima ecuaţie se determină x_3, după care x_2 se determină din a doua ecuaţie, x_3 fiind cunoscut, iar din prima ecuaţie se calculează x_1, întrucît x_2 şi x_3 sînt cunoscute.

În mod similar se rezolvă sistemul (13.34), calculîndu-se valorile tensiunilor u_1, u_2 şi u_3.

Această primă rezolvare constituie de fapt, aşa cum s-a arătat mai sus, prima iteraţie pentru sistemul (13.34) realizată cu valori ale curenţilor calculate cu expresii de forma (13.15).

Pentru efectuarea în continuare a iteraţiilor necesare, după cum se poate observa şi din examinarea de mai sus, valorile calculate pentru coeficienţii necunoscutelor, după eliminările succesive ale acestora nu se schimbă. Se schimbă însă şi trebuie recalculate pentru fiecare iteraţie mărimile din membrul doi al sistemului de ecuaţii (ex. $b_2^{(1)}$, $b_3^{(2)}$ în sistemul 13.43), deoarece, aşa cum se constată din sistemul (13.34) depind de valorile curenţilor, care variază de la o iteraţie la alta.

În cazul reţelelor electrice reale pot exista configuraţii complexe cu un număr mare de noduri şi deci, de necunoscute şi respectiv de coeficienţi ai acestora. Pentru a calcula valorile coeficienţilor după eliminările succesive şi pe cele ale mărimilor din membrul al doilea, este necesar un volum foarte mare de calcule, ceea ce face necesară utilizarea calculatoarelor electronice cifrice.

Capitolul 14

REGLAREA TENSIUNII ÎN REȚELELE ELECTRICE

Exploatarea în bune condiții a rețelelor electrice cere, în afară de o frecvență constantă, o tensiune reglabilă în anumite limite, în jurul valorii sale nominale. Menținerea frecvenței și reglarea tensiunii constituie elemente fundamentale ale oricărui sistem tehnic de exploatare a rețelelor electrice.

Frecvența are aceeași valoare în toate punctele rețelei și depinde în mod direct de puterea activă. Într-un sistem electroenergetic, ea arată echilibrul între producerea și consumul de putere activă și, de aceea, menținerea ei se efectuează de către dispecerii sistemului, prin comenzi centralizate.

Spre deosebire de frecvență, tensiunea nu reprezintă un parametru unic al sistemului electroenergetic, deoarece în impedanțele rețelei se produc căderi de tensiune. Ca urmare, tensiunile în noduri vor avea valori diferite, cu atît mai mici, cu cît impedanțele rețelei și puterile vehiculate în aceasta vor fi mai mari. Menținerea unui anumit nivel al tensiunii constituie o problemă a fiecărui sector de rețea și se poate asigura prin folosirea complexă a unor mijloace de reglare. În general, echilibrul dintre puterea reactivă produsă de generatoare, în funcție de tensiunea lor, și preluarea acesteia de către consumatori, constituie factorul principal care influențează nivelul tensiunilor.

14.1. Mijloace de reglare a tensiunii în rețelele electrice

Pentru reglarea tensiunii la consumatori, cînd tensiunea la plecarea într-o linie de transport se menține constantă, se dispune de următoarele procedee:

a) controlul circulației puterii reactive în rețea, care se realizează prin injecția sau consumul de putere reactivă, la extremitatea receptoare;

b) înscrierea, într-un punct convenabil ales, a unei tensiuni adiționale;

c) modificarea reactanței liniilor cu ajutorul unui condensator serie.

Primele două mijloace sînt foarte frecvent asociate pe rețelele de transport.

14.2. Reglarea tensiunii în rețelele electrice prin injecție sau consum de putere reactivă

14.2.1. **Interpretarea fizică.** Reglarea tensiunii prin putere reactivă presupune că la stația de sosire se dispune de mașini și aparate care, urmînd regimul de transport, produc sau absorb o putere reactivă Q și se comportă fie ca o capacitate C', fie ca o inductanță L', conectate în derivație.

Dacă se neglijează rezistențele și se presupune că linia funcționează fără cădere de tensiune, atunci legarea în derivație a unei capacități C' la extremitatea receptoare, are ca efect modificarea impedanței caracteristice, care trece de la valoarea $\sqrt{\frac{L}{C}}$, la valoarea $\sqrt{\frac{L}{C+C'}}$. Ca urmare, puterea naturală sau caracteristică a liniei devine:

$$P_2 = \frac{U_2^2}{\sqrt{\frac{L}{C+C'}}}, \tag{14.1}$$

care, în condițiile de mai sus, poate fi transportată cu tensiune constantă pe linie.

Din punct de vedere fizic, reglajul de tensiune prin putere reactivă echivalează cu ajustarea impedanței caracteristice a liniei în funcție de puterea primită, după legea:

$$Z_c = \sqrt{\frac{L}{C+C'}} = \frac{U_2^2}{P_2}. \tag{14.2}$$

Mersul în gol al liniei corespunde la $C' = -C$, iar mersul la plină sarcină corespunde valorii maxime a capacității C'.

14.2.2. Influența circulației puterilor reactive asupra nivelului de tensiune în rețelele electrice. Nivelul tensiunilor în rețele electrice este determinat atît de valoarea impedanțelor liniilor și transformatoarelor, cît și de circulația puterilor active și reactive. Pentru o rețea cu o schemă de conexiuni dată, circulația puterilor active este condiționată numai de cererea consumatorilor și nu se poate modifica decît folosind mijloace adecvate în centralele electrice sau schimbînd schema de conexiuni. În aceste condiții, singurul element care se poate varia în vederea menținerii unui anumit nivel al tensiunilor este circulația puterilor reactive. Acest lucru se poate pune în evidență sub forma cea mai simplă, folosind expresia componentei longitudinale a căderii de tensiune *), într-o rețea care alimentează un consumator:

$$\Delta U = \frac{P_2 R + Q_2 X}{U_2} \approx U_1 - U_2. \tag{14.3}$$

Dacă tensiunea U_1 este menținută constantă printr-un mijloc oarecare de reglare și dacă este necesar ca și tensiunea U_2 să rămînă constantă ($\Delta U = \text{const.}$), indiferent de regimul de circulație al puterii active, atunci este suficient ca puterea reactivă primită de consumator să varieze după legea:

$$Q_2 = \frac{\Delta U \cdot U_2 - RP_2}{X} = k - \frac{R}{X} P_2. \tag{14.4}$$

Pentru a preciza mecanismul reglării, se consideră diagrama fazorială a căderilor de tensiune din figura 14.1 și se presupune că, la o anumită sarcină, transportul de putere activă și reactivă P_2 și Q_2 produce o pierdere de tensiune admisibilă ΔU. Dacă puterea activă crește și ia valoarea P_2', pentru ca pier-

*) S-a identificat componenta longitudinală a căderii de tensiune cu pierderea de tensiune

derea de tensiune să conserve aceeaşi valoare trebuie ca puterea reactivă la sosire să devină Q_2:

$$Q_2' = k - \frac{R}{X} P_2',$$

unde $Q_2' < Q_2$, deoarece $P_2' > P_2$.

Prin urmare, la capătul de sosire trebuie să fie debitată altă putere reactivă consumată de sarcină, diferenţa

$$\Delta Q_2 = Q_2 - Q_2' = \\ = \frac{R}{X}(P_2' - P_2), \qquad (14.5)$$

fiind dirijată către capătul de alimentare al liniei.

Dacă puterea activă transportată va creşte, puterea reactivă injectată în linie la capătul de sosire creşte şi unghiul φ schimbă de semn; diagrama corespunde aceleia prezentată în figura 14.1, *c*.

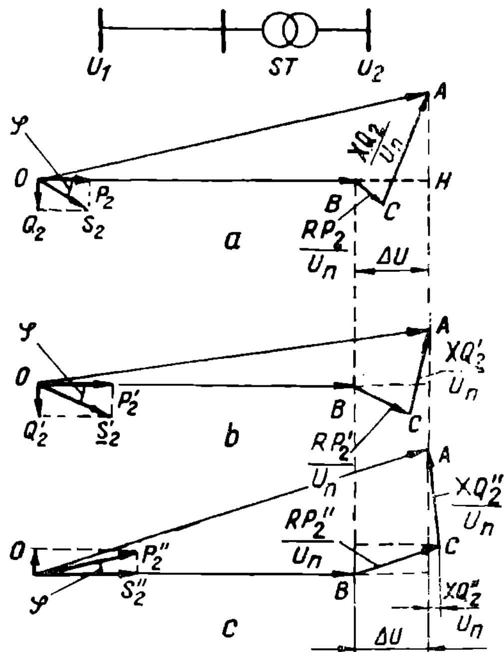


Fig. 14.1. Diagramele căderilor de tensiune pentru U = const. şi diferite regimuri de circulaţie ale puterii reactive.

În cele ce urmează se va generaliza influenţa injecţiei sau a prelevării de putere reactivă, într-un punct oarecare al unei reţele, asupra valorii tensiunii în acest punct, considerînd că tensiunile în alte locuri bine determinate unde se efectuează reglarea, sînt menţinute constante. În acest scop, se ţine seama că între puterea activă, puterea reactivă şi tensiune, în orice punct dintr-o reţea, există dependenţa funcţională:

$$F(P, Q, U) = 0. \qquad (14.6)$$

Variaţiile dP, dQ şi dU satisfac relaţia:

$$\frac{\partial F}{\partial P} \mathrm{d}P + \frac{\partial F}{\partial Q} \mathrm{d}Q + \frac{\partial F}{\partial U} \mathrm{d}U = 0. \qquad (14.7)$$

Ecuaţia (14.6) se poate considera ca definind o funcţie implicită U de două variabile independente P şi Q, care posedă două derivate parţiale $\frac{\partial U}{\partial P}$ şi $\frac{\partial U}{\partial Q}$, astfel că:

$$\frac{\partial F}{\partial P} + \frac{\partial F}{\partial U} \cdot \frac{\partial U}{\partial P} = 0;$$
$$\frac{\partial F}{\partial Q} + \frac{\partial F}{\partial U} \cdot \frac{\partial U}{\partial Q} = 0, \qquad (14.8)$$

Introducînd în ecuația (14.7) valorile derivatelor parțiale $\frac{\partial F}{\partial P}$ și $\frac{\partial F}{\partial Q}$ rezultate din (14.8) și ținînd seama că $\frac{\partial F}{\partial U}$ nu este nul, deoarece F depinde de U, rezultă că:

$$\frac{\partial U}{\partial P} \mathrm{d}P + \frac{\partial U}{\partial Q} \mathrm{d}Q = \mathrm{d}U \tag{14.9*}$$

sau:

$$\frac{\mathrm{d}P}{\frac{\partial P}{\partial U}} + \frac{\mathrm{d}Q}{\frac{\mathrm{d}Q}{\partial U}} = \mathrm{d}U. \tag{14.10}$$

Aceste relații arată că variația tensiunii într-un punct oarecare din rețea, datorită variațiilor de putere activă și reactivă este complet determinată dacă se cunosc coeficienții $\frac{\partial P}{\partial U}$ și $\frac{\partial Q}{\partial U}$ în acest punct.

În cazul unei rețele considerată fără admitanțe, de exemplu, funcția implicită (14.6) se scrie sub forma :

$$F(P, Q, U) = (U_1 - U_2)U_2 - RP_2 - XQ_2 = 0. \tag{14.11}$$

Utilizînd ecuațiile (14.8) și (14.11) se obțin coeficienții:

$$\frac{\partial P}{\partial U} = -\frac{\partial F}{\partial U}\Big/\frac{\partial F}{\partial P} = \frac{U_1 - 2U_2}{R} \text{ și } \frac{\partial Q}{\partial U} = -\frac{\partial F}{\partial U}\Big/\frac{\partial F}{\partial Q} = \frac{U_1 - 2U_2}{X} \tag{14.12}$$

care introduși în (14.10) determină variația de tensiune în raport cu variațiile de putere activă și reactivă:

$$\mathrm{d}U = \frac{R\mathrm{d}P + X\mathrm{d}Q}{U_1 - 2U_2}. \tag{14.13}$$

Pentru ca variația de tensiune $\mathrm{d}U$ să se anuleze, trebuie ca variația puterii active să fie însoțită de o variație a puterii reactive, astfel încît numărătorul expresiei (14.13) să fie egal cu zero, adică:

$$R\mathrm{d}P + X\mathrm{d}Q = 0,$$

de unde:

$$\mathrm{d}Q = -\frac{R}{X}\mathrm{d}P \tag{14.14}$$

rezultat deja obținut direct prin relația (14.5).

Dintre cei doi coeficienți $\frac{\partial P}{\partial U}$ și $\frac{\partial Q}{\partial U}$, așa cum s-a menționat, numai cel de-al doilea prezintă interes deosebit în problema reglării tensiunii în rețelele electrice, deoarece puterea activă este impusă de regimul de funcționare al consumatorilor. El indică amplitudinea de variație a puterii reactive care trebuie

* Această relație se putea scrie de la început rezolvînd ecuația (14.6) în raport cu U.

să fie injectată sau prelevată într-un punct, pentru a provoca o variație de tensiune determinată, necesară sau impusă.

14.2.3. **Variația coeficientului $\frac{\partial Q}{\partial U}$ cu configurația rețelei. Semnificația fizică.** Trebuie menționat că coeficientul $\frac{\partial Q}{\partial U}$ într-un nod oarecare variază cu configurația rețelei și depinde de impedanțele de legătură a nodului cu punctele unde tensiunile sînt menținute la anumite valori fixe. Valoarea lui va fi cu atît mai mare, cu cît aceste impedanțe sînt mai mici, iar variația tensiunii cu o anumită cantitate este dificilă de efectuat, deoarece presupune o cheltuială mare de putere reactivă. Această constatare permite să se tragă concluzia imediată că reglarea tensiunii prin injecție de putere reactivă în astfel de puncte, prezintă un interes tehnic și economic cu atît mai mic, cu cît coeficientul $\frac{\partial Q}{\partial U}$ corespunzător este mai ridicat.

Pentru o rețea oarecare, cu configurația prezentată în figura 14.2, calculul coeficientului $\frac{\partial Q}{\partial U}$ se efectuează astfel:

— se consideră că în toate punctele *1*, *2*, *3*, ..., *n* ale rețelei tensiunile sînt menținute constante, exceptîndu-se numai punctul M în care se cercetează valoarea coeficientului $\frac{\partial Q}{\partial U}$;

— se alege arbitrar o tensiune a punctului M, cît mai apropiată de cea reală și se calculează puterea reactivă Q_M, care trebuie injectată în acest punct cu ajutorul unui generator fictiv G, astfel încît să se obțină tensiunea U_M;

— se face un nou calcul al puterii reactive injectate Q'_M, pentru o valoare a tensiunii U'_M, diferită cu 2—5% în raport cu U_M;

— raportul $\frac{\Delta Q}{\Delta U} = \frac{Q_M - Q'_M}{U_M - U'_M}$ indică o valoare medie a coeficientului $\frac{\Delta Q}{\Delta U}$. El se evaluează în $\left[\frac{\text{Mvar}}{\text{kV}}\right]$ și arată numărul de megavari care trebuie injectați pentru compensarea unei anumite căderi de tensiune.

Dacă, de exemplu, $\Delta U = 10$ kV și coeficientul $\frac{\partial Q}{\partial U} = 3\left[\frac{\text{Mvar}}{\text{kV}}\right]$, ceea ce reprezintă o valoare relativ joasă, atunci puterea reactivă pusă în joc, este evident 30 Mvar; ea devine egală cu 150 Mvar, pentru aceeași cădere de tensiune compensată, însă la un coeficient ridicat de $15\left[\frac{\text{Mvar}}{\text{kV}}\right]$.

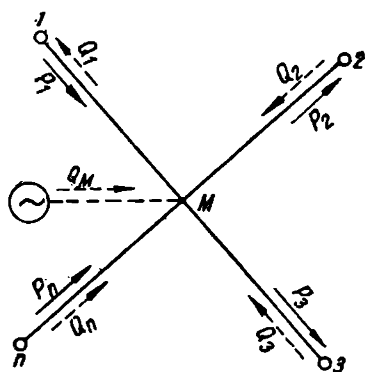


Fig. 14.2. Rețea electrică cu un nod de injecție de putere reactivă.

Din punct de vedere fizic, coeficientul $\frac{\partial Q}{\partial U}$ într-un punct are un sens bine determinat, fiind proporțional cu intensitatea curentului de scurtcircuit trifazat al rețelei în acel punct, dacă nici o sursă electromotoare nu este prevăzută cu regulator automat de tensiune. Această corespondență se stabilește cu ajutorul teoremei lui Thévenin, care

arată că dacă între două puncte A și B ale unei rețele între care există o diferență de potențial $\underline{V}$ și o impedanță $\underline{Z}$ se leagă impedanța $\underline{Z}'$, atunci curentul care circulă prin această ultimă impedanță are expresia:

$$\underline{I}_{Z'} = \frac{\underline{V}}{\underline{Z} + \underline{Z}'}.$$

Fie, de exemplu, o reactanță jX conectată în punctul M, unde se determină raportul $\frac{\partial Q}{\partial U}$, între neutrul rețelei și fiecare fază. Dacă $\underline{V}_n$ reprezintă tensiunea stelată înaintea conectării reactanței, curentul $\underline{I}_x$ în aceasta, conform teoremei enunțate, are valoarea:

$$\underline{I}_x = \frac{\underline{V}_n}{\underline{Z} + jX}, \tag{14.15}$$

unde $\underline{Z}$ reprezintă impedanța rezultantă a rețelei măsurată din punctul M.

La conectarea reactanței, tensiunea scade de la valoarea V_n la valoarea V, realizîndu-se o pierdere de tensiune:

$$\Delta \underline{V} = \frac{\Delta U}{\sqrt{3}} = \underline{V}_n - \underline{V},$$

iar curentul $\underline{I}_x$ se poate exprima și prin relația:

$$\underline{I}_x = \frac{\underline{V}}{jX}. \tag{14.16}$$

Puterea reactivă corespunzătoare care ar trebui injectată pentru anularea căderii de tensiune este:

$$\Delta Q = 3XI_x^2 = 3X \frac{V_n^2}{|\underline{Z} + jX|^2}, \tag{14.17}$$

iar variația puterii reactive cu tensiunea, se poate pune sub forma:

$$\frac{\Delta Q}{\Delta U} = 3 \frac{X}{|\underline{Z} + jX|^2} \cdot \frac{V_n^2}{\sqrt{3}(V_n - V)} = \sqrt{3} \frac{X}{|\underline{Z} + jX|^2} \cdot \frac{V_n^2}{V_n - V}. \tag{14.18}$$

Ținînd seama de identitatea relațiilor (14.15) și (14.16) și aplicîndu-le o proprietate a rapoartelor, rezultă că:

$$\frac{V_n - V}{|\underline{Z}|} = \frac{V_n}{|\underline{Z} + jX|} \quad \text{sau} \quad \frac{V_n - V}{V_n} = \left|\frac{\underline{Z}}{\underline{Z} + jX}\right|. \tag{14.19}$$

Introducînd acest raport în relația (14.18) se obține:

$$\frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \frac{\Delta Q}{\Delta U} = \frac{X}{|\underline{Z} + jX|^2} \cdot \left|\frac{\underline{Z} + jX}{\underline{Z}}\right| \cdot V_n = \frac{V_n}{Z} \cdot \frac{\left|j + \frac{\underline{Z}}{X}\right|}{\left|j + \frac{\underline{Z}}{X}\right|^2}. \tag{14.20}$$

Din ultima relație se constată că pentru ca $\Delta U \to 0$, trebuie ca $X \to \infty$, astfel încît:

$$\lim_{\Delta U \to 0} \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \frac{\Delta Q}{\Delta U} = \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \frac{\partial Q}{\partial U} = \frac{V_n}{Z}. \tag{14.21}$$

Deoarece Z este impedanţa rezultată a reţelei văzută din punctul M, raportul $\frac{V_n}{Z}$ reprezintă curentul de scurtcircuit trifazat corespunzător. Această corespondenţă arată acum raţiunea fizică a creşterii coeficientului $\frac{\partial Q}{\partial U}$ cu importanţa postului sau staţiei de transformare la care el se raportează. Altfel spus, în punctele unde curentul de scurtcircuit trifazat are intensităţi mari, reglarea tensiunii prin injecţie de putere reactivă este neeconomic de efectuat, deoarece puterile reactive necesare au valori ridicate.

Observaţie. Dacă într-o reţea există puncte unde tensiunea este reglată la valori constante, atunci se poate presupune că în fiecare din aceste puncte sînt conectate tensiuni electromotoare constante. Ca urmare, trebuie să se facă abstracţie de impedanţele situate în amonte de punctele de reglare şi dacă ele nu intervin în calculul impedanţei rezultante Z, ecuaţiile (14.15) şi (14.16) dau valorile corecte ale tensiunii V şi curentului I_x.

De exemplu, pentru reţeaua dată în figura 14.3 se cercetează valoarea coeficientului $\frac{\partial Q}{\partial U}$ pe bara M. Dacă tensiunile U_1, U_2 şi U_3 sînt reglate la valori constante şi generatoarele din centrala *3* nu sînt prevăzute cu regulatoare automate de tensiune, atunci în calculul impedanţei rezultante nu se vor considera impedanţele centralei *1* şi ale transformatoarelor corespunzătoare, ale generatoarelor centralelor *2* şi *3* şi nici impedanţele receptoarelor C_2 şi C_3, deoarece funcţionarea lor este fără influenţă asupra tensiunilor din punctele de conectare a lor.

Acest lucru este necesar de cunoscut mai ales cînd se efectuează un studiu al nivelului de tensiuni într-o reţea pe model, figurîndu-se numai impedanţele elementelor în aval de punctele cu tensiuni reglate.

14.2.4. **Aparate şi maşini electrice pentru producerea sau consumul de putere reactivă.** Reglajul de tensiune prin injecţie de putere reactivă presupune posibilitatea producerii sau consumului de putere reactivă în unele noduri dintr-o reţea electrică. Această funcţie poate fi îndeplinită de următoarele maşini şi aparate electrice:

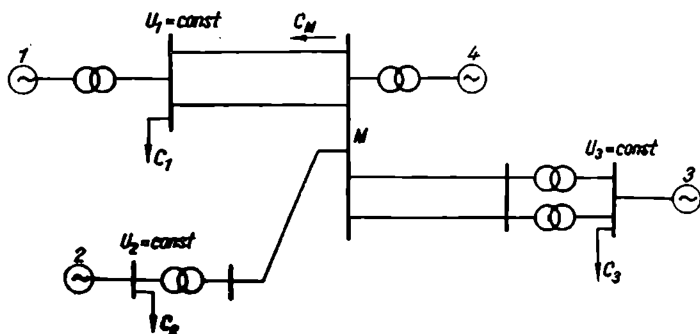


Fig. 14.3. Indicarea elementelor pentru determinarea coeficientului $\frac{\partial Q}{\partial U}$ într-o reţea cu puncte cu tensiuni reglate.

— generatoare de curent alternativ, motoare sincrone și mașini comutatoare;

— compensatoare rotative sincrone și asincrone;

— compensatoare statice — baterii de condensatoare și bobine de inductanță.

a. Mașinile sincrone. Aceste mașini sînt capabile să debiteze sau să absoarbă putere reactivă din rețea, conform regimului lor de excitație. Cînd curentul de excitație este mai mare decît curentul de excitație la mersul în gol, ele funcționează supraexcitate și se comportă ca niște condensatoare, adică produc putere reactivă în rețea; cînd funcționează subexcitate, adică cu curent de excitație mai mic decît cel de mers în gol, ele absorb de la rețea putere reactivă și se comportă ca niște bobine de inductanță. Mașinile sincrone specializate în producerea de putere reactivă, care nu absorb și nu furnizează nici o putere activă utilă, se numesc *compensatoare sincrone.*

Variația puterii reactive a unui compensator sincron în funcție de curentul de excitație corespunde figurii 14.4. Segmentul *OA* reprezintă curentul de excitație la mersul în gol, la tensiunea nominală a rețelei, iar segmentul *OC* corespunde curentului maxim de excitație în regim supraexcitat, cînd compensatorul sincron debitează o putere reactivă capacitivă Q_c, proporțională cu segmentul *CB*. Excitația minimă admisibilă este reprezentată prin segmentul *OE*, căruia îi corespunde o putere reactivă inductivă Q_i, proporțională cu *DE*.

Puterea reactivă a unui compensator sincron în funcționare supraexcitată este limitată numai de condiții de încălzire, în timp ce în funcționare subexcitată ea este limitată de condiții de menținere a stabilității. Reducerea excitației este teoretic posibilă pînă cînd cuplul sincronizant devine inferior cuplului corespunzător pierderilor din mașină. Pentru o mașină sincronă care are poli aparenți, datorită variației reluctanței în lungul întrefierului, se poate admite că nu-și pierde stabilitatea chiar pentru curenți de excitație a căror intensitate este apropiată de zero.

Raportul dintre puterea maximă reactivă capacitivă Q_c și puterea maximă absorbită Q_i, depinde de construcția compensatoarelor sincrone și de repartiția amperspirelor între stator și rotor. Criteriul economic de construcție a acestora corespunde rapoartelor:

$$\frac{Q_c}{Q_i} = \frac{BC}{DE} \approx 1{,}7 \quad \text{și} \quad \frac{OC}{OA} \approx 3{,}5,$$

iar costul lor crește cu atît mai mult, cu cît puterea reactivă absorbită se apropie, ca valoare, de puterea reactivă debitată, care se consideră ca putere nominală. În general, valoarea acesteia este cuprinsă între limitele de 15 și 60 Mvar, mașinile cu puteri nominale inferioare neprezentînd interes pentru rețelele electrice.

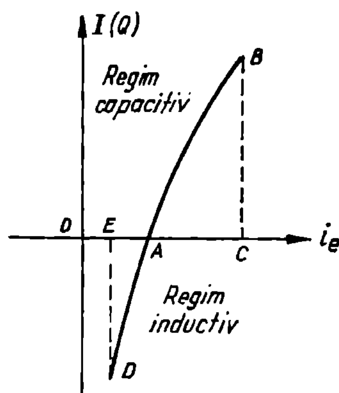


Fig. 14.4. Variația puterii reactive a unui compensator sincron în funcție de curentul de excitație.

Pornirea compensatoarelor sincrone poate fi făcută fie cu motoare asincrone, dacă ele au prevăzute înfășurări de amortizare, fie prin cuplare cu un motor asincron sincronizat, cu

ajutorul căruia este adus la turația de sincronism. Instalarea lor se face de obicei în exterior, în care caz ele se rotesc într-o atmosferă umplută cu hidrogen. Datorită acestui fapt, pierderile (în particular pierderile în gol) sînt foarte reduse, ceea ce este avantajos, mai ales în cazul mașinilor cu regim permanent de funcționare.

În caz de scurtcircuit în rețea, compensatorul sincron debitează în primul moment un curent de scurtcircuit și se comportă ca un alternator; el contribuie la creșterea curentului de scurtcircuit. Din punctul de vedere al menținerii stabilității în funcționare a sistemelor electroenergetice, el are un rol pozitiv în caz de deranjament. Cînd tensiunea în rețea scade, compensatorul sincron tinde să debiteze un curent de compensare mai mare, ceea ce conduce la îmbunătățirea nivelului de tensiune.

b. Mașinile asincrone. O mașină asincronă prevăzută cu o excitatrice cu colector (de exemplu, cu convertizor de frecvență) este capabilă să îndeplinească același rol ca cel al unui compensator sincron. Inelele rotorului compensatorului asincron *A* sînt legate la colectorul excitatricei *B*, ale cărei inele sînt alimentate de la rețea, prin intermediul unui organ de reglaj *C*, ca în figura 14.5.

Curba curentului sau puterii reactive a unei mașini asincrone, în funcție de curentul de excitație este dată în figura 14.6, în care abscisa *OA* corespunde curentului de mers în gol. Puterea reactivă maximă pe care o poate absorbi, este egală cu cea pe care o poate debita, aceasta fiind limitată numai de condițiile de încălzire ale mașinii. Acest fapt poate avea importanță, de exemplu, în cazul unei linii lungi de înaltă tensiune care alimentează o rețea de cabluri, care debitează o putere reactivă mare.

În majoritatea cazurilor însă, compensatorul asincron nu prezintă avantaje în raport cu cel sincron și de aceea este puțin întrebuințat. El este mai scump și are pierderi mai mari decît compensatorul sincron. De asemenea, nu contribuie la menținerea stabilității în caz de defect în rețea, deoarece cînd scade tensiunea, scade și curentul debitat de compensator, iar organul de reglaj și excitatricea sînt mai delicate decît în cazul compensatorului sincron.

c. Condensatoarele statice și bobinele de inductanță. Reglarea tensiunii se poate efectua legînd în derivație, la stația de sosire, condensatoare statice

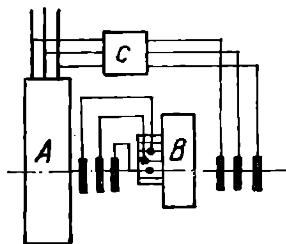


Fig. 14.5. Schema de principiu a unei instalații de compensare cu mașină asincronă.

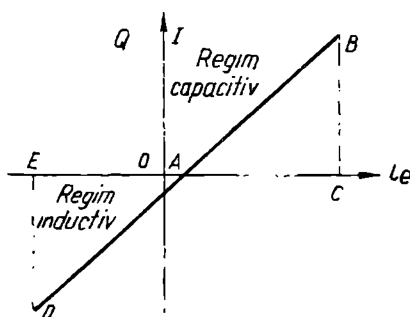


Fig. 14.6. Variația puterii reactive a unui compensator asincron în funcție de curentul de excitație.

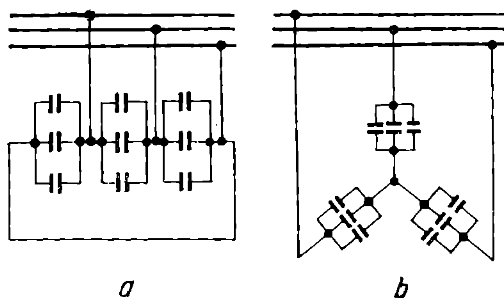


Fig. 14.7. Montarea bateriilor de condensatoare la rețea.

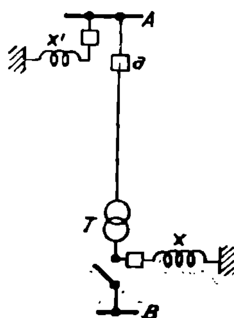


Fig. 14.8. Conectarea la rețea a bobinelor de compensare.

cînd este necesar să se debiteze putere reactivă sau bobine de inductanță, cînd trebuie să se consume putere reactivă. În acest caz, reglarea tensiunii se face operînd asupra numărului de elemente grupate în paralel, care se pun sau se scot succesiv din serviciu. Aceste aparate sînt, în general, stabilite pentru tensiuni care nu depășesc 20 kV, ceea ce nu prezintă dificultăți din punct de vedere constructiv.

Condensatoarele statice sînt foarte răspîndite și se pot constitui în baterii de cîteva mii de kilovoltamperi, montate în stea sau în triunghi, ca în figura 14.7, capabile să compenseze total sau în parte căderea de tensiune în lungul rețelei de transport. Totodată ele sînt utilizate pentru îmbunătățirea factorului de putere al consumatorilor, fiind conectate fie la bornele aparatelor de utilizare — motoare, tuburi fluorescente —, fie la barele posturilor de transformare din rețeaua de distribuție de medie tensiune (5—20 kV). Ultima dispoziție este adesea preferabilă primei, deoarece ea permite concentrarea în același nod a unui număr important de baterii, care pot fi exploatate mai ușor, pentru satisfacerea nevoilor de reglare a tensiunii.

Întrebuințarea condensatoarelor este economic avantajoasă, mai ales în cazul îmbunătățirii factorului de putere al sarcinilor mici sau mijlocii, cînd utilizarea mașinilor sincrone este nerațională, dacă puterea reactivă necesară este mai mică decît 15 Mvar. Ca urmare, condensatorul static se adaptează bine la compensarea rețelelor de distribuție, în timp ce compensatorul sincron este destinat compensării rețelei de transport.

Bobinele de inductanță sînt întrebuințate în unele cazuri, pentru a absorbi puterea reactivă debitată la orele de încărcare redusă a liniilor lungi de foarte înaltă tensiune sau a rețelelor importante de cabluri. În afara reglării tensiunii, ele permit punerea sub tensiune a unei linii lungi sau a unui cablu în gol, fără a provoca o absorbție importantă de putere reactivă de la mașinile generatoare.

Fie, de exemplu, linia lungă din figura 14.8, care trebuie menținută în gol prin stația de plecare *A*. Cînd se închide întreruptorul *a*, mașinile generatoare din *A* trebuie să absoarbă puterea reactivă produsă de capacitatea liniei. Din contra, dacă se conectează în prealabil o bobină de inductanță *X* în stația *B*, care absoarbe puterea reactivă a liniei, închiderea întreruptorului *a* nu va fi însoțită de nici un șoc pentru alternatoare. În plus, nici

tensiunea la capătul B, care crește datorită efectului Ferranti, nu atinge valori periculoase pe izolația liniei și aparataj. Dacă bobina de inductanță X' se conectează pe barele A, alternatoarele vor funcționa în aceleași condiții, însă tensiunea în B va fi puțin mai ridicată decît în prima dispunere.

Pentru a efectua reglarea tensiunii în diferite regimuri, se montează de obicei mai multe bobine în paralel. Uneori, cînd puterea reactivă absorbită de la rețea la orele de sarcină redusă trebuie să fie de același ordin de mărime ca și puterea reactivă debitată la orele de sarcină mare, bobinele de inductanță pot fi asociate compensatoarelor sincrone.

14.2.5. **Determinarea puterii compensatoarelor sincrone.** Puterea compensatoarelor sincrone sau a bateriilor de condensatoare se poate determina pe cale analitică sau grafică. În acest scop, se consideră că tensiunea U_1 la începutul liniei este menținută permanent constantă printr-un mijloc oarecare de reglare. Dacă se ține seama că pentru regimul de sarcină maximă tensiunea la capătul liniei este U_{2min}, iar pentru sarcină minimă este U_{2max}, atunci relațiile între tensiuni se pot scrie sub forma:

— pentru sarcină maximă:

$$U_1 = U_{2min} + \frac{P_{2max}R + Q_{2max}X}{U_{2min}}; \tag{14.21}$$

— pentru sarcină minimă:

$$U_1 = U_{2max} + \frac{P_{2min}R + Q_{2min}X}{U_{2max}}, \tag{14.22}$$

în care s-a neglijat componenta transversală a căderii de tensiune.

În cazul cînd se montează un compensator sincron, tensiunea la capătul liniei trebuie menținută la o valoare constantă, dorită, indiferent de regimul de încărcare.

Dacă se notează această tensiune cu U_{2d}, atunci relațiile de mai sus devin:

— pentru sarcină maximă:

$$U_1 = U_{2d} + \frac{P_{2max} \cdot R + (Q_{2max} - Q_{cs})X}{U_{2d}}; \tag{14.23}$$

— pentru sarcină minimă:

$$U_1 = U_{2d} + \frac{P_{2min} \cdot R + (Q_{2min} + Q_{csb})X}{U_{2d}}, \tag{14.24}$$

în care:

Q_{cs} reprezintă puterea capacitivă debitată în rețea de compensatorul sincron în regim de supraexcitare;

Q_{csb} — puterea inductivă a compensatorului sincron absorbită din rețea în regim de subexcitare.

Ținînd seama că tensiunea U_1 rămîne constantă în ambele situații, rezultă din compararea relațiilor (14.21) cu (14.23) și (14.22) cu (14.24) că:

$$\frac{Q_{cs}X}{U_{2d}} = (U_{2d} - U_{2min}) + \frac{P_{2max} \cdot R + Q_{2max} \cdot X}{U_{2d}} - \frac{P_{2max} \cdot R + Q_{2max} \cdot X}{U_{2min}}; \tag{14.25}$$

$$-\frac{Q_{csb}X}{U_{2d}} = U_{2d} - U_{2max} + \frac{P_{2min}\cdot R + Q_{2min}\cdot X}{U_{2d}} - \frac{P_{2min}\cdot R + Q_{2min}\cdot X}{U_{2max}}. \qquad (14.26)$$

În regim de sarcină maximă $U_{2d} > U_{2min}$, în regim de sarcină minimă $U_{2d} < U_{2max}$, iar diferenţa ultimilor doi termeni din relaţiile (14.25) şi (14.26) are o valoare foarte mică, practic, putîndu-se neglija. Ca urmare, puterea compensatoarelor sincrone în regim supraexcitat şi subexcitat poate fi determinată cu următoarele relaţii aproximative:

$$Q_{cs} = \frac{U_{2d}(U_{2d} - U_{2min})}{X};$$

$$-Q_{csb} = \frac{U_{2d}(U_{2d} - U_{2max})}{X}. \qquad (14.28)$$

Relaţiile acestea se pot folosi pentru o primă evaluare a puterilor compensatoarelor sincrone, deoarece în cazul liniilor de lungimi mari trebuie să se mai ţină seama şi de transformatoare. De aceea, în aprecierea puterii există o eroare, care pentru liniile de 220 kV, poate fi de ordinul 20—25%. Totuşi, folosirea acestor relaţii este justificată, ţinînd seama de intervalele mari care există între puterile standardizate ale compensatoarelor sincrone.

De asemenea, trebuie menţionat că în aprecierea puterii compensatoarelor sincrone trebuie să se ţină seama şi de valoarea raportului dintre puterea capacitivă Q_{cs} şi puterea inductivă Q_{csb}, care nu depăşeşte 1,7.

14.2.6. **Legarea aparatelor de compensare la reţeaua de transport.** S-a menţionat că, în general, aparatele de compensare (compensatoare sincrone, condensatoare şi bobine de inductanţă) se grupează în staţii de transformare importante, care asigură legătura dintre reţeaua de transport şi reţelele de distribuţie. În principiu, este totdeauna posibil, de exemplu, ca aparatul de reglare să fie legat la terţiarul unui transformator cu un regulator de tensiune sensibil, fie pentru tensiunea reţelei primare, fie pentru tensiunea reţelei secundare. O analiză completă arată că puterile reactive debitate şi variaţiile de tensiune pe reţeaua nereglată sînt mai importante cînd reglarea este efectuată pe reţeaua separată de aparatul de compensare prin cea mai mare reactanţă. Ca urmare, este mai avantajoasă reglarea tensiunii reţelei care este electric mai apropiată.

14.3. Reglarea tensiunii prin introducerea unei tensiuni adiţionale

În principiu, reglarea tensiunii prin introducerea unei tensiuni adiţionale presupune un dispozitiv de reglare R, montat în serie ca în figura 14.9, care adăugînd la tensiunea U_2 aplicată bornelor sale în amonte, o tensiune reglabilă în fază cu U_2', va readuce tensiunea U_2 la o valoare constantă.

14.3.1. **Influenţa tensiunii adiţionale asupra circulaţiei de putere reactivă.** Introducerea unei tensiuni adiţionale pentru reglarea tensiunii — procedeu care pare cel mai natural — nu generează putere reactivă, însă modi-

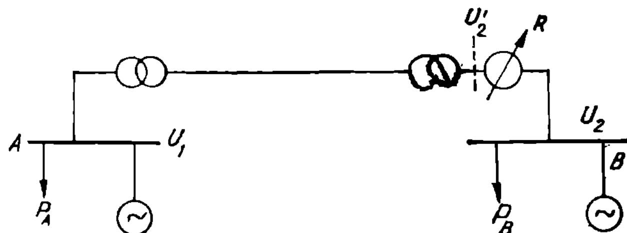


Fig. 14.9. Reglarea tensiunii prin introducerea unei tensiuni adiționale.

fică repartiția inițială a acesteia, deoarece tensiunea și puterile nu sînt mărimi independente între ele.

Se consideră, de exemplu, rețeaua dată în figura 14.10, în care tensiunile U_1 și U_2 sînt menținute constante. Dacă în punctul C se injectează o tensiune adițională ΔU_a, în fază cu tensiunea U_3 din acest punct, panta tensiunii dintre B și C va crește. Acest lucru impune o deplasare de putere reactivă de la C la B, care provine din punctul A. Deci, panta tensiunii între A și C a crescut și repartiția finală a tensiunilor este reprezentată prin linia întreruptă $acc'b$ (fig. 14.10, b). Situația este inversă, în cazul cînd ΔU_a este negativ, așa cum se arată în figura 14.10, c.

Din această figură se constată un aspect fizic foarte important, și anume că variația tensiunii $c''c'$ în punctul C este inferioară tensiunii adiționale injectate ΔU_a, fiindcă panta tensiunii de transport între A și C se modifică, ca urmare a raportului de putere reactivă. Acest efect este cu atît mai important cu cît ΔU_a este mai mare. Ajustarea tensiunii la valoarea voită cu ajutorul unei tensiuni adiționale nu produce decît o deplasare de putere reactivă, fără a putea dispensa rețeaua de puterea reactivă necesară consumatorilor sau transportului.

Cele de mai sus se pot generaliza pentru rețeaua buclată, din figura 14.11, în care se introduce o tensiune adițională $\Delta \underline{U}_a$, pe linia AB, între punctele A și A'. Dacă $\underline{Z} = R + \mathrm{j}X$ reprezintă impedanța totală a circuitului buclat, atunci curentul de circulație $\underline{I}_c$ determinat de tensiunea adițională injectată, care se suprapune peste curentul existent este:

$$\underline{I}_c = \frac{\Delta \underline{U}_a}{\underline{Z}} = \frac{\Delta \underline{U}_a}{R + \mathrm{j}X} = \frac{\Delta U_{aa} + \mathrm{j}\delta U_{ar}}{R + \mathrm{j}X}, \tag{14.29}$$

în care:

ΔU_{aa} este componenta longitudinală a tensiunii injectate;

δU_{ar} — componenta transversală a tensiunii injectate.

Puterea de circulație corespunzătoare acestui curent, care se suprapune peste cea inițială, are valoarea:

$$\underline{S}_c = P_c + \mathrm{j}Q_c = \underline{U}_1 \underline{I}_c^*. \tag{14.30}$$

Ținînd seama de relația (14.29), rezultă că:

$$\underline{I}_c^* = \frac{\Delta U_{aa} - \mathrm{j}\delta U_{ar}}{R - \mathrm{j}X}; \tag{14.31}$$

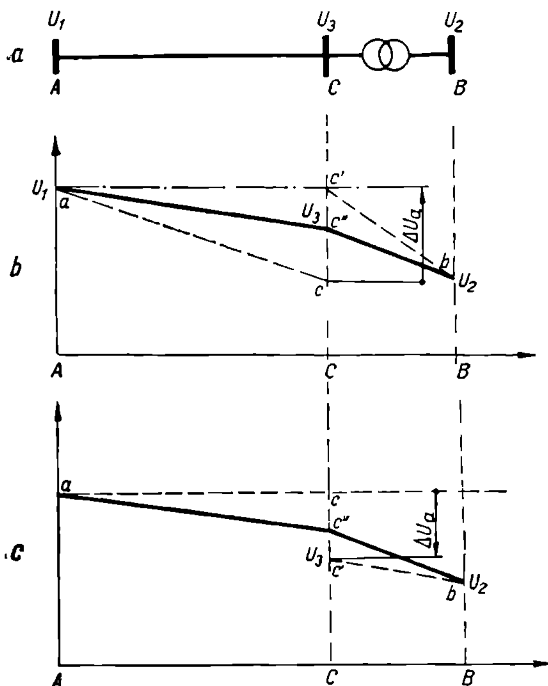


Fig. 14.10. Influenţa tensiunii adiţionale (longitudinale) asupra circulaţiei puterii reactive.

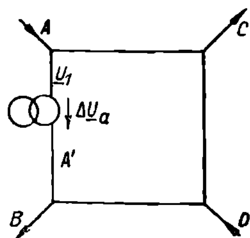


Fig. 14.11. Influenţa tensiunii adiţionale asupra circulaţiilor de puteri în reţeaua buclată.

$$\underline{S}_c = P_c + jQ_c = \frac{U_1}{Z^2}\left[(R\Delta U_{aa} + X\delta U_{ar}) + j(X\Delta U_{aa} - R\delta U_{ar}),\right], \qquad (14.32)$$

de unde se obţine că:

$$P_c = U_1\,\frac{R\Delta U_{aa} + X\delta U_{ar}}{Z^2}; \quad Q_c = U_1\,\frac{X\Delta U_{aa} - R\delta U_{ar}}{Z^2}. \qquad (14.33)$$

Aceste relaţii per mit, pe de o parte, stabilirea variaţiei puterii active şi reactive într-un circuit buclat, datorită introducerii unei tensiuni adiţionale, iar pe de altă parte, modificarea circulaţiei acestor puteri în funcţie de natura circuitului. Astfel pentru circuitele cu reactanţa preponderentă $\left(\frac{X}{R} \gg 1\right)$, injecţia unei *tensiuni în fază* (longitudinală) cu tensiunea de reglat în punctul de reglare modifică în special circulaţia puterii reactive, iar injecţia unei *tensiuni în cuadratură* (transversală) cu tensiunea de reglat modifică în special puterea activă. Efectul injecţiei tensiunilor adiţionale este invers, dacă rezistenţa circuitului este mult mai mare decît reactanţa lui.

În reţelele electrice se utilizează mai ales procedeul injecţiei unei tensiuni adiţionale longitudinale, în fază cu tensiunea de reglat. Cel de-al doilea procedeu, care constă în injecţia unei tensiuni adiţionale în cuadratură cu tensiunea de reglare este costisitoare şi presupune grupuri statice de transformatoare speciale. De aceea, se utilizează mai rar în cadrul sistemelor electroenergetice, contribuind într-o măsură determinată şi la modificarea circulaţiei puterilor active, cînd mijloacele naturale de repartiţie a acestora nu sînt suficiente.

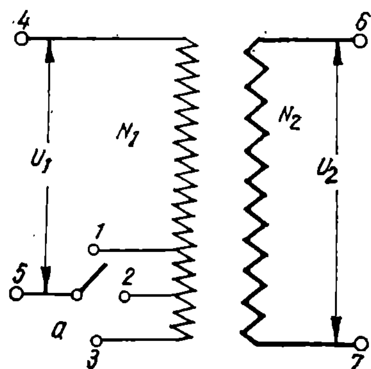


Fig. 14.12. Schema monofazată a transformatorului cu reglarea în gol a tensiunii:
1 – priza + 5%; *2* – priza mediană; *3* – priza – 5%; *a* – contactul mobil al transformatorului.

14.3.2. Producerea tensiunilor adiționale longitudinale. Schimbătoarele de prize sub sarcină. Tensiunile adiționale longitudinale pot fi produse cu ajutorul transformatoarelor prevăzute cu prize reglabile sub sarcină sau în gol. În ambele cazuri reglarea se realizează prin modificarea numărului de spire ale înfășurării cu tensiunea cea mai mare.

În figura 14.12 este reprezentat un transformator coborîtor de tensiune cu două înfășurări și trei prize de reglare pe partea primară, care asigură pe partea secundară o variație de tensiune de $\pm 5\%$. Pentru un astfel de transformator se poate scrie că:

$$U_2 \approx U_1 \frac{N_2}{N_1}, \tag{14.34}$$

în care:

U_2 este tensiunea la bornele secundare ale transformatorului;
U_1 — tensiunea la bornele primare ale transformatorului;
N_2 — numărul de spire ale înfășurării secundare;
N_1 — numărul de spire ale înfășurării primare.

Examinînd relația (14.34) și figura 14.11 se observă că mărind numărul de spire N_1, prin deplasarea comutatorului de prize *a* de pe priza *2* pe priza *3*, se obține în secundar o tensiune cu 5% mai mică decît tensiunea corespunzătoare prizei mediane. Invers, dacă se reduce numărul de spire N_1, prin deplasarea comutatorului de pe priza *2* pe priza *1*, tensiunea în secundar crește cu 5% față de priza mediană.

Variația tensiunii secundare la transformatoare cu reglaj în gol impune deconectarea transformatorului de la rețea și în plus, luarea unor măsuri speciale de protecție a muncii. De aceea, procedeul este folosit numai pentru reglarea sezonieră a tensiunii.

Reglarea tensiunii prin schimbarea prizelor se poate face direct sau indirect.

a. Reglarea directă. În acest caz, una din înfășurări este echipată cu prize care se utilizează succesiv. Cînd se trece de la o priză la alta vecină, nu trebuie să se taie nici un curent și nici să se pună în scurtcircuit spirele înfășurării.

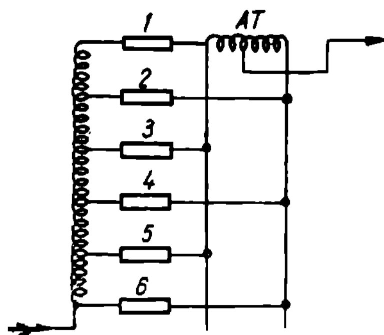


Fig. 14.13. Schema schimbătoarelor de prize a unui transformator cu două înfășurări cu reglare directă.

În general, toate schemele de reglare directă derivă din schema dată în figura 14.13, în care *1, 2, 3, ..., 6* reprezintă schimbătoarele de prize, iar *AT* un mic autotransformator, a cărui reactanță este suficient de mare, pentru ca curentul care o traversează cînd el este închis pe două prize consecutive, să nu pericliteze bobinajul transformatorului. Funcționarea schemei se poate

explica astfel: dacă toate schimbătoarele de prize, în afară de *1*, de exemplu, sînt deschise, tensiunea la ieşire este maximă şi corespunde prizei respective, diminuată de o mică cădere de tensiune în jumătatea autotransformatorului *AT*. Dacă schimbătoarele *1* şi *2* sînt închise, totul se petrece ca şi cînd ar exista o singură priză mediană pe bobinajul dintre *1* şi *2*. Dacă schimbătorul *2* este închis, atunci tensiunea la ieşire corespunde prizei *2*, micşorată de o cădere de tensiune în jumătate din bobinajul autotransformatorului.

Manevra de trecere de la o priză la alta succesivă, de exemplu, de la *3* la *4*, se face în ordinea următoare: toate schimbătoarele de prize în afară de *3* sînt deschise, se închide şi *4*, apoi se deschide *3*.

Dezavantajul unui astfel de mod de reglare constă în aceea că, în cazul unei avarii la schimbătorul de prize, se imobilizează transformatorul.

b. Reglarea indirectă. În acest caz, reglarea se efectuează de către un grup separat, eliminîndu-se posibilitatea imobilizării transformatorului. Grupul separat se compune dintr-un autotransformator T_e, zis de excitaţie, alimentat în joasă tensiune sau de la înfăşurarea terţiară a transformatorului principal. Secundarul autotransformatorului de excitaţie este echipat cu prize, injectînd o tensiune variabilă în serie cu înfăşurarea tensiunii de reglat a transformatorului principal, prin intermediul unui transformator serie T_s, aşa cum se indică în figura 14.14. Pentru a reduce izolaţia transformatorului T_s, secundarul lui nu este dispus în conexiunea liniei, ci în conexiunea neutrului transformatorului principal.

Manevra schimbătoarelor de prize *1, 2, 3, ..., 6* este comandată, în general, prin motor electric, a cărui punere în mişcare poate fi făcută fie *automat*, dacă transformatorul este controlat prin regulator de tensiune, fie *manual*.

Prizele variabile permit să se obţină, cel mai adesea, o amplitudine totală de variaţie a tensiunii, ΔU_a, cuprinsă între limitele de 10 şi 15% din tensiunea nominală. Aceste limite sînt suficiente pentru a satisface reglarea de tensiune în reţelele electrice. O extindere mai mare a variaţiei de tensiune antrenează o creştere importantă a preţului de cost al transformatorului.

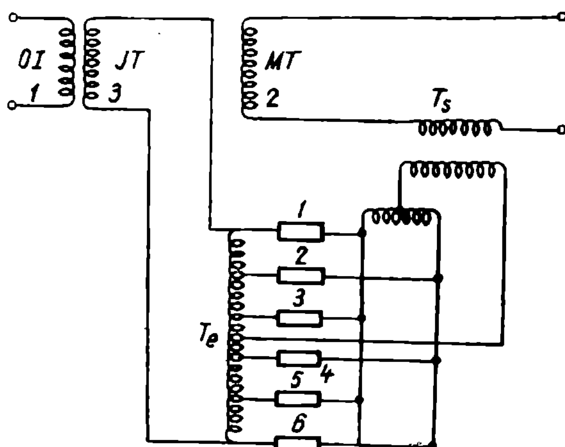


Fig. 14.14. Schema schimbătoarelor de prize a unui transformator cu reglare indirectă.

Amplitudinea de variaţie a tensiunii corespunzătoare unei prize, depinde de puterea şi de tipul transformatorului. În general, ea corespunde limitelor de 0,75—2,5% din tensiunea nominală.

14.3.3. **Calculul prizei necesare unei reglări de tensiune.** Problema principală care se pune la reglarea tensiunilor cu ajutorul transformatoarelor, constă în alegerea prizelor de lucru, în aşa fel încît să se evite comutarea repetată a prizelor odată cu variaţia sarcinilor.

Se presupune că sarcina consumatorului de pe barele de joasă tensiune a transformatorului din figura 14.15 variază între două limite S_{max} şi S_{min}. Dacă tensiunea U_1 este menţinută constantă printr-un mijloc de reglare oarecare, şi circulaţia puterilor în reţea este cunoscută, atunci, calculînd căderile de tensiune pe linie se obţin tensiunile pe barele primare ale transformatorului în regimurile de sarcină maximă şi minimă, adică U_{2min} şi U_{2max}. Rapoartele de transformare se aleg în aşa fel încît tensiunile U_3 pe barele de joasă tensiune ale consumatorului să fie cuprinse în limitele admisibile, adică să fie satisfăcute inegalităţile:

— pentru sarcina maximă:

$$U_{3min} = (U_{2min} - \Delta U_{Tmax})/k_1 > U_{min\,ad}; \tag{14.35}$$

— pentru sarcina minimă:

$$U_{3max} = (U_{2max} - \Delta U_{Tmin})/k_2 < U_{max\,ad}, \tag{14.36}$$

în care:

ΔU_T reprezintă pierderea de tensiune în transformator;

$k = \frac{U_{20}}{U_{30}} = \frac{U_{po} \pm n \cdot a\%}{U_{jt}}$ — raportul de mers în gol al transformatorului;

U_{po} — tensiunea prizei mediane a transformatorului;

n — numărul de prize;

a — amplitudinea de variaţie a tensiunii pe priză, în %.

Diferenţele $(U_{2min} - \Delta U_{Tmax})$ şi $(U_{2max} - \Delta U_{Tmin})$ reprezintă tensiunile de calcul pe barele de joasă tensiune, raportate la înaltă tensiune.

Se presupune că există un anumit raport de transformare $k_1 = k_2 = k_0$, pentru care ambele inegalităţi (14.35) şi (14.36) sînt satisfăcute. În acest caz, se poate scrie că:

$$(U_{2max} - U_{2min}) \cdot \frac{1}{k_0} + (\Delta U_{Tmax} - \Delta U_{Tmin}) \cdot \frac{1}{k_0} < U_{max\,ad} - U_{min\,ad}. \tag{14.37}$$

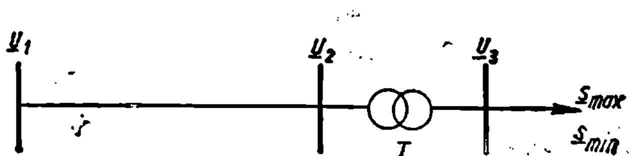


Fig. 14.15. Reţea cu o singură sarcină şi două regimuri de funcţionare: maximum (S_{max}) şi minimnm (S_{min}).

de unde rezultă:

$$k_0 < \frac{(U_{2max} - U_{2min}) + (\Delta U_{Tmax} - \Delta U_{Tmin})}{U_{max\,ad} - U_{min\,ad}}. \tag{14.38}$$

Dacă se face aproximația că termenul care reprezintă diferența căderilor de tensiune în transformator este neglijabil și se ține seama de expresia raportului de transformare k_0, se obține:

$$k_0 < \frac{U_{2max} - U_{2min}}{U_{max\,ad} - U_{min\,ad}} \tag{14.39}$$

sau:

$$\frac{U_{max\,ad} - U_{min\,ad}}{U_{30}} < \frac{U_{2max} - U_{2min}}{U_{20}}. \tag{14.40}$$

Alegînd priza de lucru corespunzătoare raportului menționat k_0, se asigură menținerea tensiunilor în limitele admisibile la bornele consumatorului, atît în cazul sarcinilor maxime cît și în cazul sarcinilor minime.

Cînd inegalitatea (14.40) nu este îndeplinită, nu se poate găsi un raport de transformare care să satisfacă ambele condiții (14.35) și (14.36). În acest caz este necesar să se lucreze pe prize diferite atunci cînd sarcinile sînt minime sau maxime, iar rapoartele de transformare rezultă din inegalitățile (14.35) și (14.36). Se obține:

— pentru regimul de sarcină maximă:

$$U_{3min} = \frac{U_{2min} - \Delta U_{Tmax}}{U_{po} \pm n_1 \cdot a\%} \cdot U_{jt} > U_{min\,ad}; \tag{14.41}$$

— pentru regimul de sarcină minimă:

$$U_{3max} = \frac{U_{2max} - \Delta U_{Tmin}}{U_{po} \pm n_2 \cdot a\%} \cdot U_{jt} < U_{max\,ad}. \tag{14.42}$$

În aceste inegalități tensiunile U_{3min} și U_{3max} sînt alese în conformitate cu cererile consumatorilor, iar tensiunile U_{jt}, tensiunea prizei mediane U_{po}, precum și amplitudinea de variație a tensiunii sînt cunoscute. Singurele necunoscute sînt prizele n_1 și n_2, pe care trebuie să funcționeze transformatorul pentru a fi îndeplinite condițiile impuse.

Evident că din calcule numărul prizei nu va fi întreg. Prizele alese vor corespunde numerelor întregi, imediat superioare celor calculate. Cu aceste prize se recalculează tensiunile U'_{3min} și U'_{3max}, care nu trebuie să difere cu mai mult de 5% față de valorile inițial stabilite.

14.4. Reglarea tensiunii prin modificarea parametrilor rețelei

Acest mod de reglare presupune modificarea constantelor rețelei, care se poate obține fie cînd anumite sectoare ale acesteia sînt formate din linii cu circuite duble în funcționare, fie prin conectarea în fiecare fază a liniei a unor condensatoare statice.

În primul caz, în perioadele de sarcină mai redusă, tensiunea la barele consumatorului poate crește. Prin deconectarea unuia din circuitele unei linii duble, impedanța circuitului crește și, prin aceasta, crește căderea de tensiune micșorîndu-se tensiunea la consumator. O astfel de operație trebuie aplicată ținînd seamă de funcționarea sigură a circuitelor rămase, pentru a nu provoca întreruperi în alimentarea consumatorilor.

Cel de-al doilea mod de schimbare a impedanței unui circuit constă în montarea de condensatoare statice în serie, pe fiecare fază a liniei. Capacitatea condensatoarelor compensează într-o măsură anumită reactanța inductivă a liniei, iar căderea de tensiune longitudinală este determinată mai ales de rezistența activă.

Fie, de exemplu, o linie lungă în care se montează în serie un condensator de capacitate C între punctele B și B', la capătul de ieșire, ca în figura 14.16. Reactanța rezultantă a liniei $\left(X - \frac{1}{C\omega}\right)$ poate avea o valoare pozitivă, nulă sau negativă, după cum gradul de compensare $\lambda = \frac{1}{C\omega X}$ este inferior, egal sau superior valorii unitare.

Determinarea căderilor de tensiune în cazul simplu, cînd se neglijează admitanța liniei, se poate face plecînd de la relațiile (4.15), în care se înlocuiește reactanța prin valoarea ei echivalentă:

$$\left(X - \frac{1}{C\omega}\right) = X(1 - \lambda).$$

Cînd se ține seama și de admitanța liniilor, atunci ansamblul linie-condensator se poate înlocui printr-un cuadripol unic, care permite determinarea căderilor de tensiune. Cu notațiile din figura 14.16 se poate scrie pentru linie și condensator:

$$\underline{U}_1 = \underline{U}_2'\text{ch}\underline{\gamma}\underline{L} + \underline{Z}_c\underline{I}_2'\text{sh}\underline{\gamma}\underline{L} \quad \text{și} \quad \underline{I}_1 = \frac{\underline{U}_2'}{\underline{Z}_c}\text{sh}\underline{\gamma}\underline{L} + \underline{I}_2'\text{ch}\underline{\gamma}\underline{L}$$

$$\underline{U}_2 = \underline{U}_2' + \text{j}\frac{\underline{I}_2'}{C\omega} \quad \text{și} \quad \underline{I}_2' = \underline{I}_2. \tag{14.43}$$

Dacă se elimină mărimile intermediare $\underline{U}_2'$ și $\underline{I}_2'$ se obține:

$$\underline{U}_1 = \underline{U}_2\text{ch}\underline{\gamma}\underline{L} + \underline{I}_2\left(\underline{Z}_c\text{sh}\gamma\underline{L} - \frac{\text{j}}{C\omega}\text{ch}\underline{\gamma}\underline{L}\right);$$

$$\underline{I}_1 = \frac{\underline{U}_2}{\underline{Z}_c}\text{sh}\underline{\gamma}\underline{L} + \underline{I}_2\left(\text{ch}\underline{\gamma}\underline{L} - \frac{\text{j}}{\underline{Z}_c \cdot C\omega}\text{ch}\underline{\gamma}\underline{L}\right). \tag{14.44}$$

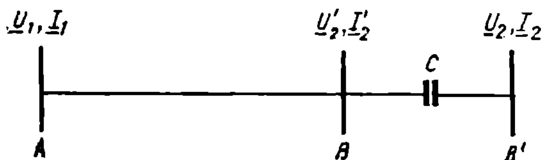


Fig. 14.16. Linie lungă prevăzută cu condensator-serie.

Din aceste ultime relații reies coeficienții cuadripolului echivalent, format din ansamblul linie-condensator, cu ajutorul căruia se determină nivelul de tensiuni.

Dacă condensatorul este montat în lungul liniei la o distanță oarecare de capetele acestuia, atunci se calculează coeficienții cuadripolului corespunzători primei părți a liniei de lungime l_1 și a condensatorului C, apoi se determină coeficienții rezultanți ai acestui cuadripol înseriați cu cea de-a doua parte a liniei.

Montarea condensatoarelor serie se poate face în orice loc din linie, cînd aceasta este încărcată numai la capete. Dacă însă linia este încărcată nu numai la capăt ci și în alte puncte, trebuie să se aleagă un loc de montare în care căderea de tensiune să se mențină în limite acceptabile. Considerînd linia în sensul alimentării cu energie, tensiunea este crescută abia după locul de montare al condensatorului, spre consumator. Deci, dacă în locul de montare nu se află nici un consumator, condensatorul serie poate provoca ridicarea tensiunii în acest loc peste valoarea normală. De obicei, trebuie să se admită la capătul liniei o anumită cădere de tensiune, spre a nu suprasolicita consumatorii racordați pe traseu.

Dacă însă trebuie compensată longitudinal numai o linie avînd un consumator la capăt, se conectează condensatorul în serie de preferință la capătul liniei, deoarece astfel există cel mai mic pericol pentru condensatorul însuși.

Cînd montarea condensatorului se face la începutul liniei sau pe traseul acesteia, trebuie să se țină seama de posibilitatea scurtcircuitelor pe linie, care nu dispar imediat și contra cărora condensatorul trebuie protejat în mod eficace.

Într-adevăr, în regim normal, tensiunea maximă aplicată condensatorului serie este $I_m/C\omega$, unde I_m reprezintă curentul corespunzător puterii maxime transportate S_m. Condensatorul trebuie deci stabilit pentru o putere aparentă de circulație trifazată egală cu $3I_m^2/C\omega = \frac{S_m^2}{U_2^2 C\omega}$, în care U_2 reprezintă tensiunea compusă la sosire.

Cînd rețeaua este afectată de un defect, condensatorul este traversat de curentul de scurtcircuit și tensiunea la bornele sale devine $I_{sc}/C\omega$, care poate depăși de cîteva ori tensiunea normal aplicată. Este greu de conceput condensatorul care să suporte o astfel de tensiune și, din această cauză, el se montează în cadrul unei scheme de protecție. O astfel de schemă este dată în figura 14.17, în care se montează în paralel un descărcător E care amorsează la tensiuni puțin mai ridicate decît cea nominală a condensatorului. Deoarece descărcătorul trebuie protejat contra uzurii pentru a avea o amorsare precisă, condensatorul și descărcătorul se protejează prin șuntare cu un întreruptor, ceea ce face

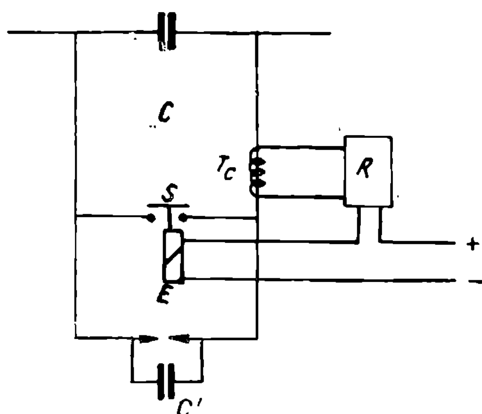


Fig. 14.17. Schema de principiu de compensare serie și dispozitiv de protecție a condensatorului.

compensarea serie ineficace, însă nu întrerupe fluxul de energie. Întreruptorul de șuntare S ameliorează funcționarea descărcătorului, ușurează deionizarea spațiului dintre electrozi și evită reamorsarea lui în cazul reanclanșării rapide a liniei. El este acționat de obicei printr-un releu de curent R, montat în circuitul descărcătorului prin intermediul unui transformator de curent T_c și întrerupe circuitul de protecție imediat ce curentul care îl parcurge a devenit egal cu curentul nominal.

La bornele descărcătorului se poate monta și un condensator C', cu scopul de a evita reamorsarea acestuia în cazul unor supratensiuni tranzitorii.

Modul de funcționare a schemei din figura 14.17 este următorul: cînd curentul din linie devine mai mare decît curentul nominal și tensiunea la bornele condensatorului crește, descărcătorul E poate amorsa. În acest fel, curentul se scurge pe o cale derivată prin descărcător. Imediat însă se închide și întreruptorul S acționat de releul R, care scurtcircuitează atît descărcătorul, cît și condensatorul, linia continuînd să funcționeze fără condensator. Cînd scurtcircuitul a fost eliminat, întreruptorul S parcurs de curentul nominal al liniei este deconectat și condensatorul reintră în circuitul normal.

În rețelele de medie tensiune, unde tensiunea la bornele condensatorului-serie nu depășește de obicei 2 kV, întreruptorul de șuntare poate fi un contactor. Bobina contactorului este înlocuită cu una de curent, cu sîrmă de secțiune mai mare. Modul de funcționare a acestei scheme reiese din figura 14.18. Dacă acționează descărcătorul *1*, curentul din linie se scurge de la electrodul *2* al condensatorului prin descărcător și bobina *3* a contactorului, la celălalt electrod *4* al condensatorului, care în acest fel este scurtcircuitat. Imediat se închid contactele *5* și *6* ale contactorului scurtcircuitînd descărcătorul. Al doilea contact *6* al contactorului conectează simultan, în paralel cu bobina lui, o impedanță auxiliară *7*, care preia partea cea mai mare a curentului. Acest lucru este necesar, deoarece contactorul în stare anclanșată necesită numai $\frac{1}{10}$ din numărul de amperspire necesare acționării. Impedanța auxiliară care trebuie să fie inductivă din considerente de încălzire, este în așa fel dimensionată, încît, după scăderea curentului la valoarea sa nominală, contactorul să se deschidă.

Există și alte scheme de protecție a condensatorului, la care impedanța auxiliară inductivă este înlocuită cu o bobină de reținere pentru contactor, parcursă în permanență de curentul liniei.

Asemenea scheme prezintă avantajul că condensatorul nu este scurtcircuitat direct, ci prin intermediul unei inductanțe. În acest fel, sarcina lui se scurge sub forma unor oscilații amortizate de frecvență mai mică. Ele lucrează complet automat și nu necesită surse de tensiune auxiliară sau de aer comprimat, astfel că izolația contactorului trebuie dimensionată numai pentru tensiunea lui nominală.

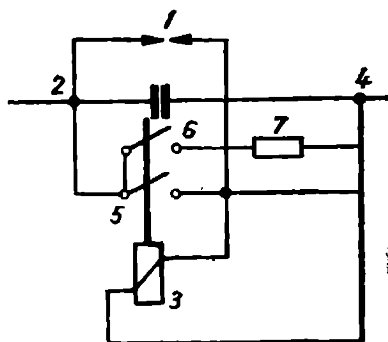


Fig. 14.18. Schema unei instalații de compensare serie cu contactor pentru șuntarea condensatorului.

Fig. 14.19. Diagrama fazorială a tensiunii în cazul condensatoarelor-serie şi a compensării totale a componentei longitudinale a căderii de tensiune.

O b s e r v a ţ i i . *1.* Prezenţa condensatoarelor-serie reduce reactanţa rezultantă, ceea ce antrenează creşterea curenţilor de scurtcircuit. Dacă însă gradul de compensare $\lambda > 2$ sau $X_c > 2X_l$, atunci curentul de scurtcircuit scade.

2. Cu ajutorul unui condensator-serie este posibil să se compenseze întreaga componentă longitudinală a căderii de tensiune, adică şi cea legată de rezistenţa reţelei. Acest lucru este important, mai ales în cazul reţelelor în care rezistenţa este mai mare decît reactanţa inductivă cum ar fi, de exemplu, reţelele de cabluri.

Dacă se utilizează diagrama fazorială a unei astfel de reţele şi se trasează cercul de tensiune U_2, ca în figura 14.19, se constată că punctul A trebuie să fie adus în A', ceea ce este posibil cînd condensatorul-serie este stabilit aşa fel încît reactanţa de legătură să devină negativă. În aceste condiţii, căderea de tensiune CA în reactanţa liniei fără condensator este înlocuită prin CA' şi modulul tensiunii în A este egal cu modulul tensiunii în B.

3. Este uşor de constatat că rezultatul de la punctul *2* s-ar fi putut obţine şi cu condensatoare montate în derivaţie. În acest caz însă, este necesară o capacitate mult mai mare pentru a decala curentul înaintea tensiunii, astfel încît punctul A să ajungă pe cercul de rază OB, ca în figura 14.20. În plus, condensatorul-serie, care este stabilit pentru curentul total al liniei, nu suportă decît o diferenţă de potenţial egală cu de 2—3 ori căderea de tensiune inductivă fără condensator-serie ($0,2\ U_n$), în timp ce condensatorul în derivaţie, stabilit pentru un curent mai mic, trebuie să suporte tensiunea simplă a reţelei.

Fig. 14.20. Diagrama fazorială a tensiunii în cazul condensatoarelor montate în derivaţie şi a compensării totale a componentei longitudinale a căderii de tensiune.

4. Prezența condensatorului-serie favorizează producerea unor fenomene fizice, care pot influența exploatarea normală a rețelei. Astfel, conectarea unui transformator care funcționează în gol prin intermediul unui condensator-serie, în momentul cel mai dezavantajos, poate duce la o deformare suplimentară unilaterală a curentului de mers în gol, deoarece în condensator se produce o sarcină electrică care este eliminată numai prin mai multe semiunde cu orientare opusă și repetate apoi cu semn invers. Peste curentul de magnetizare se suprapune deci o oscilație de joasă frecvență, a cărei frecvență reprezintă un submultiplu întreg al frecvenței rețelei. Acest fenomen este numit *oscilație subarmonică feromagnetică*. Procesul este instabil și amortizat sau redus cu ajutorul unor rezistențe în paralel sau în serie. Atîta timp cît există chiar la anclanșare o sarcină activă sau există linii paralele necompensate, nu se produc oscilații de acest fel. Dacă însă există acest pericol, iar condensatorul nu poate fi conectat decît abia după preluarea sarcinii, trebuie conectate la baterie rezistențe ohmice în paralel, cu valori de 10—30 X_c, în permanență sau în timpul procesului de anclanșare.

Un al doilea fenomen în rețea constă în apariția *subfrecvențelor* la pornirea motoarelor asicrone, care impun rotirea acestora la turații subsincrone. Prin modificarea continuă a reactanțelor inductive a motorului se poate ajunge la o frecvență proprie a sistemului. Motorul lucrează în această stare concomitent ca transformator de frecvență și produce ca generator o frecvență mai joasă, care nu este într-un raport constant față de frecvența rețelei. Acest caz nu prezintă practic importanță în rețelele interconectate. În rețelele de tensiune mai joasă, această posibilitate trebuie totuși considerată și eliminarea fenomenului se poate face prin aceleași măsuri care au fost descrise pentru înlăturarea armonicilor feromagnetice.

14.5. Controlul tensiunilor și puterilor reactive într-o rețea

Într-o rețea electrică complexă este necesar să se urmărească permanent nivelul tensiunilor și circulația puterilor reactive, în următoarele scopuri:

1) să evite orice ridicare sau scădere prea importantă a tensiunii, care ar putea compromite buna funcționare a diverselor receptoare și stabilitatea transportului de energie, sau ar face să iasă tensiunea din limitele de reglare a transformatoarelor cu reglare în sarcină;

2) să asigure tensiunea constantă în nodurile unde această condiție este impusă, în particular la secundarul unor transformatoare coborîtoare cu raport fix sau variabil cu sarcina;

3) să reducă circulația puterilor reactive care însoțesc variațiile de tensiune datorite fluctuațiilor de putere activă și care pot lua valori importante și să devină jenante cînd coeficientul $\frac{\partial Q}{\partial U}$ este ridicat. Fie, de exemplu, cazul unei stații de transformare pentru care $\frac{\partial Q}{\partial U} = 10$ Mvar/kV, care nu este situată la plecarea liniilor, unde se injectează puterea activă. Dacă datorită

unei variații a puterii transportate sau a unei schimbări a configurației rețelei, tensiunea pe fază scade de la V_0 la V, va rezulta un nou regim de circulație a puterii reactive, astfel că suma algebrică a puterilor reactive, care se dirijează către barele acestei stații, este crescută cu $10(V_0 - V)$ Mvar, în raport cu situația inițială. Această putere reactivă suplimentară se repartizează între diferitele linii care ajung la stația de transformare respectivă, de o manieră care depinde de impedanța cuprinsă între stație și capetele liniilor unde tensiunea se menține constantă. Se poate întîmpla ca noua repartiție a puterilor reactive să creeze în anumite locuri ale transportului o supratensiune, de exemplu, pe un transformator. Acest inconvenient se evită dacă se readuce tensiunea stației de transformare considerate la o valoare V_0' apropiată de tensiunea inițială, rezultînd pe bare numai $10(V_0' - V)$ Mvar;

4) să evite acțiunile de reglare incoerente, cum ar fi, de exemplu, acelea care ar consta în supraexcitarea mașinilor sincrone dintr-o stație de transformare și conectarea unor bobine de reactanță într-un punct relativ apropiat.

Realizarea unui control eficace al tensiunilor și puterilor reactive într-o rețea cere o alegere și o coordonare corespunzătoare a mijloacelor de reglare. În acest scop trebuie să se țină seama de următoarele considerații generale:

1) pentru o rețea cu o anumită configurație se fixează nodurile unde tensiunea trebuie menținută constantă. Cu cît aceste noduri sînt mai reduse ca număr, cu atît impedanțele care le separă sînt mai ridicate, iar aparatele de reglare principale mai puține. Se va determina amplasarea organelor de reglare, natura și extinderea lor, dacă este vorba de transformatoare cu reglare sub sarcină, sau puterea lor, dacă este vorba de mașini învîrtitoare sau condensatoare statice; coordonarea acestor aparate se va efectua în așa fel încît să satisfacă condițiile impuse, punînd în funcție minimum de mijloace;

2) aparatele sau mașinile producătoare de putere reactivă se vor amplasa cît mai aproape de consumator, în așa fel încît să aibă loc transportul puterii reactive minime;

3) reglarea tensiunii prin injecție de putere reactivă încetează să fie avantajoasă în nodurile unde coeficientul $\frac{\partial Q}{\partial U}$ este ridicat, adică la barele unde curentul de scurtcircuit trifazat are valori importante. În aceste cazuri este preferabil a se tolera variații mai mari ale tensiunii rețelelor de transport, reglînd tensiunea rețelelor de distribuție cu ajutorul transformatoarelor cu reglare sub sarcină. Puterea reactivă necesară consumatorilor poate fi asigurată de compensatoare sau de baterii de condensatoare, a căror putere este mai mică decît dacă ele ar trebui să asigure reglarea tensiunii. Concluzii analoage se aplică în cazul rețelelor pentru care raportul $\frac{R}{X}$ nu are valori mici;

4) importanța aparatelor de producere a puterilor reactive de compensare se poate reduce, adoptînd căderi de tensiuni relativ mai ridicate, pînă la 10%. Acest lucru crește într-o oarecare măsură extinderea schimbătoarelor de prize sub sarcină a transformatoarelor, fără a determina repercusiuni

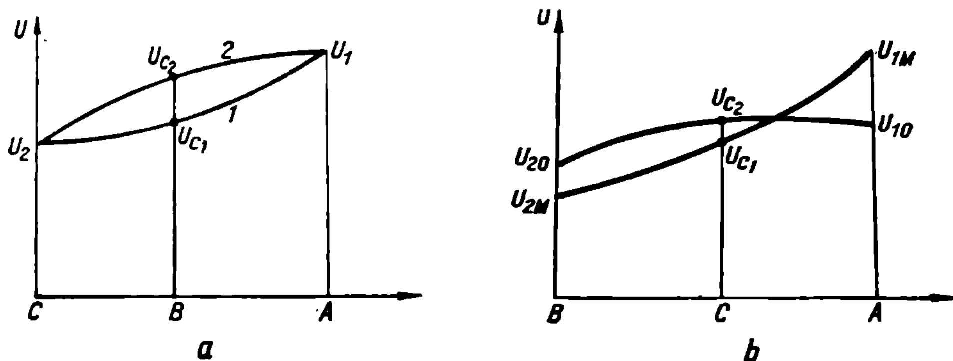


Fig. 14.21. Variația tensiunilor în funcție de încărcarea liniei, în raport cu puterea naturală.

importante. În acest caz se modifică puțin circulația puterii reactive care este necesară să fie prelevată de rețeaua de transport la orele de sarcină redusă. Poate fi avantajos să se adopte căderi de tensiuni variabile cu puterea activă transportată, crescînd cu aceasta, ceea ce antrenează o reducere a fluctuațiilor de tensiune a stațiilor situate în lungul rețelei de transport. Astfel, dacă de exemplu, se mențin tensiunile constante între două noduri ale unei rețele de transport, indiferent de puterea activă transportată, repartiția tensiunilor de-a lungul acesteia este reprezentată de curbele date în figura 14.21, *a*. Prima curbă notată cu indicele *1* corespunde funcționării în sarcină, iar cea de-a doua, notată cu indicele *2* — funcționării în gol. Conform figurii, tensiunea într-un nod (stație) intermediar *C* variază cu regimul de funcționare de la U_{c1} la U_{c2}. Dacă rețeaua se exploatează cu cădere de tensiune variabilă, în funcție de regimul de încărcare, atunci repartiția tensiunilor poate fi cea din figura 14.21, *b*, care arată restrîngerea limitelor de variație a tensiunilor în nodul *C*.

Variațiile de tensiune din nodul *B* sînt recuperate pe rețelele de distribuție alimentate din acest nod, cu ajutorul schimbătoarelor de prize sub sarcină ale transformatoarelor. Dacă în nodul *B* converg mai multe linii importante, pentru a evita modificările de putere reactivă dintre aceste linii, în cazul cînd acestea ar fi supărătoare, se poate menține tensiunea U_2 constantă, variindu-se numai tensiunea U_1;

5) uneori este posibil să se utilizeze ca sursă de putere reactivă liniile de înaltă sau foarte înaltă tensiune, cînd funcționează în gol sau cînd puterea pe care ele o transportă este mai mică decît puterea naturală. De exemplu, în figura 14.22, *a*, dacă liniile L_1, L_1', L_2 și L_2' funcționează frecvent încărcate sub puterea lor naturală, rețeaua *R* poate prelua puterea reactivă din acestea, iar căderea de tensiune, datorită trecerii sale prin transformatorul *T* este compensată prin manevrarea schimbătorului de prize în sarcină a acestuia.

În cazul figurii 14.22, *b* rețeaua *R* este alimentată printr-o stație de transformare *P*, pe barele căreia sînt conectate liniile de înaltă tensiune corespunzătoare a două regiuni diferite *A* și *B*. Regiunea *B*, în timpul anumitor

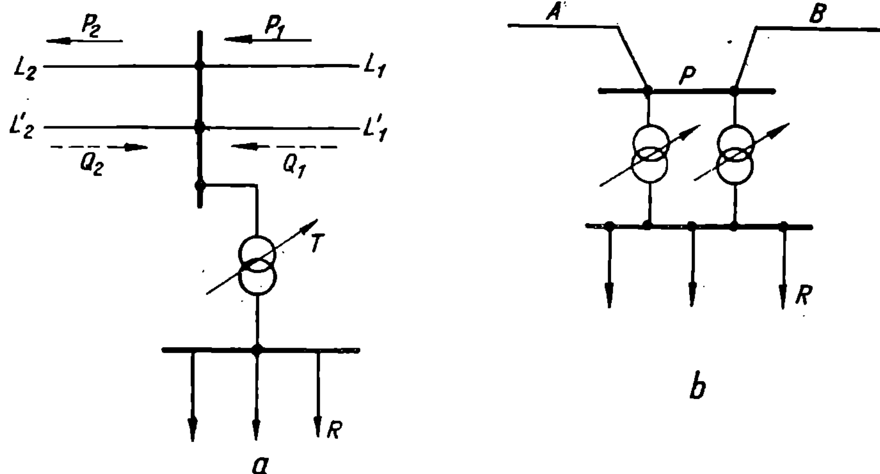


Fig. 14.22. Scheme de rețea de înaltă tensiune în care puterea reactivă generată de linii este utilizată pentru compensare.

perioade din an, nu are excedent de energie și rețeaua R este alimentată atunci numai din regiunea A. În aceleași perioade se va facilita compensarea liniei AP și furnizarea de putere reactivă rețelei R, lăsînd închisă pe barele P linia PB, fără sarcină sau cu o sarcină foarte redusă.

Capitolul 15

SCURTCIRCUITE ÎN REȚELELE ELECTRICE

Scurtcircuitele constau, în general, în apariția unor legături metalice accidentale (nete) cu rezistență foarte mică sau printr-o rezistență oarecare, fie între toate cele trei faze ale rețelei, într-un anumit punct, constituind un scurtcircuit trifazat (fig. 15.1, *a*), fie între cîte două faze rezultînd scurtcircuite bifazate (fig. 15.1, *b*). În cazurile cînd apar legături între o fază și pămînt sau între două faze și pămînt, defectele constituie scurtcircuite în situația cînd neutrul rețelei în care are loc defectul este legat direct la pămînt și se întîlnește la rețelele cu tensiuni nominale de 110 kV și mai mari. Astfel, pot apare scurtcircuite monofazate (fig. 15.1, *c*) sau, respectiv, scurtcircuite bifazate cu punere la pămînt (fig. 15.1, *d*).

Fenomenele caracteristice stării de scurtcircuit constau în apariția unor curenți foarte mari, depășind cu mult valorile corespunzătoare situației normale, care parcurg o parte a rețelei și solicită dinamic și termic instalațiile respective. De asemenea, tensiunea scade mult, atît la locul defectului, cît și în nodurile rețelei din zonă la care sînt racordați consumatori, a căror funcționare este perturbată pe perioada cît durează scurtcircuitul.

15.1. Cauzele și tipurile scurtcircuitelor

Apariția scurtcircuitelor se datorează deteriorării izolației sau a spațiului izolant (conturnarea izolației) între faze sau între faze și pămînt, sau o parte pusă la pămînt a instalației.

Deteriorarea izolației și respectiv a spațiului izolant poate fi temporară sau de durată. Astfel, în rețelele aeriene marea majoritate a scurtcircuitelor

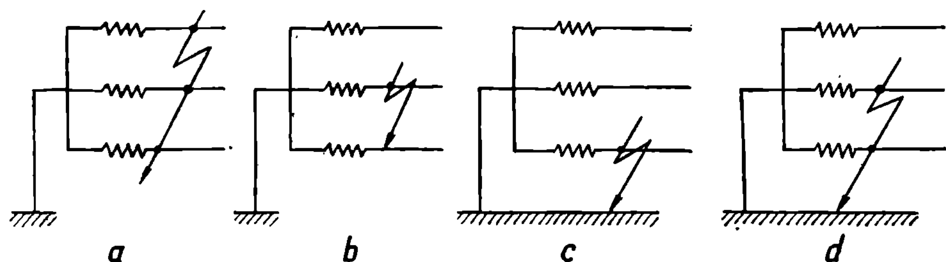


Fig. 15.1. Tipuri de scurtcircuite:
a — scurtcircuit trifazat; *b* — scurtcircuit bifazat; *c* — scurtcircuit monofazat; *d* — scurtcircuit bifazat cu punere la pămînt.

şi mai ales cele monofazate se datoresc fie descărcărilor atmosferice, păsărilor sau altor cauze trecătoare care conduc la conturnarea izolaţiei instalaţiilor aeriene, care după un timp foarte scurt dispar, izolaţia revenind la normal. La cabluri izolaţia poate fi slăbită şi străpunsă fie datorită îmbătrînirii, fie datorită unor defecţiuni de fabricaţie. Aceste cauze care conduc la scurtcircuite persistă şi după ce cablul defect a fost deconectat, iar pentru a putea fi repus în funcţiune trebuie să fie reparat cablul la locul defectului.

Scurtcircuitele în reţelele electrice pot fi grupate în funcţie de numărul fazelor afectate, în două categorii, şi anume:

— *scurtcircuitele simetrice*, reprezentînd acele defecte care afectează în acelaşi punct al reţelei toate cele trei faze şi deci nu strică simetria reţelei; din această categorie fac parte scurtcircuitele trifazate;

— *scurtcircuitele nesimetrice*, care afectează în acelaşi punct un număr incomplet de faze, respectiv una sau două şi care strică simetria reţelei; acestea sînt scurtcircuitele bifazat cu punere la pămînt, bifazat şi monofazat.

Frecvenţa de apariţie a scurtcircuitelor nesimetrice în reţele este mai mare decît cea a scurtcircuitelor trifazate şi anume ponderea cea mai mare o au scurtcircuitele monofazate (circa 70% din totalul scurtcircuitelor), urmează scurtcircuitele bifazate (circa 15%), apoi scurtcircuitele bifazate cu punere la pămînt (circa 10%) şi cele mai rare sînt scurtcircuitele trifazate (circa 5%).

15.2. Scurtcircuitul trifazat

Curenţii de scurtcircuit trifazat se iau ca bază pentru alegerea aparatelor şi verificarea funcţionării conductoarelor, compararea, verificarea şi alegerea schemelor de conexiuni electrice, alegerea caracteristicii descărcătoarelor pentru protecţia împotriva supratensiunilor, precum şi pentru proiectarea şi reglarea instalaţiilor de protecţie prin relee şi de automatică.

Intensitatea şi variaţia în timp a acestora depind atît de locul de defect în raport cu sursa generatoare, cît şi de faptul că aceasta este sau nu prevăzută cu regulator automat de tensiune (R.A.T.).

Cînd scurtcircuitul este situat la o distanţă electrică suficient de mare sau cînd puterea sursei generatoare este mult mai mare în raport cu puterea injectată pe linia sau staţia unde apare scurtcircuitul, tensiunea la barele sistemului rămîne practic constantă şi după apariţia defectului. În acest caz, sursa de putere se zice că este de *putere infinită*, astfel de condiţii fiind asigurate dacă reactanţa sursei este cel mult egală cu 15% din reactanţa totală de scurtcircuit, considerată de la sursă pînă la locul de scurtcircuit.

Dacă sursa generatoare este echipată cu regulator automat de tensiune, acţiunea acestuia se manifestă după un timp de 0,2—0,3 s de la apariţia scurtcircuitului şi are ca efect creşterea excitaţiei generatorului şi corespunzător, a tensiunii lui electromotoare şi a intensităţii curentului de scurtcircuit.

15.2.1. Variaţia curentului de scurtcircuit trifazat produs de o sursă generatoare de putere infinită. Fie reţeaua dată în figura 15.2 alimentată de la o sursă generatoare de putere infinită, în care se presupune că apare un scurtcircuit trifazat metalic în punctul K.

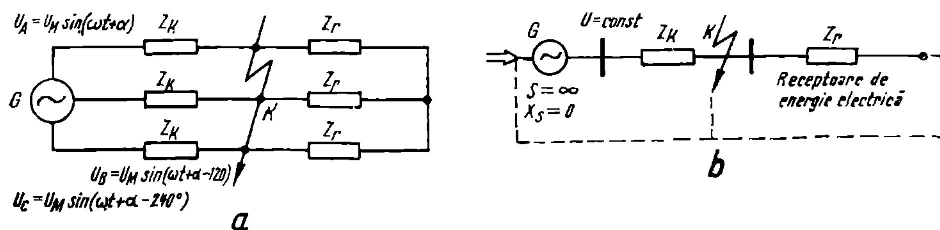


Fig. 15.2. Rețea avariată de un scurtcircuit trifazat (sursă generatoare de putere infinită): *a* — schema electrică trifazată; *b* — schema electrică monofazată.

La apariția scurtcircuitului, rețeaua din figura 15.2 se descompune în două circuite independente: unul rămîne conectat la sursa generatoare, iar celălalt constituie un circuit închis, în care curentul se menține, pînă cînd energia înmagazinată corespunzătoare fluxului magnetic, se transformă în căldură, absorbită de rezistența acestui circuit.

În momentul apariției scurtcircuitului impedanța pe care debitează sursa generatoare se micșorează. În consecință, curentul din circuit va suferi o variație de la valoarea sa normală dinaintea apariției scurtcircuitului, pînă la o valoare corespunzătoare curentului de scurtcircuit permanent, așa cum se prezintă în figura 15.3. În acest interval de timp se zice că are loc un proces tranzitoriu, cînd valoarea instantanee a curentului de scurtcircuit trifazat este dată de relația generală:

$$i_{sc} = i_p + i_a, \qquad (15.1)$$

în care:

i_p reprezintă componenta periodică a curentului de scurtcircuit;
i_a — componenta aperiodică a curentului de scurtcircuit.

În cazul analizat, componenta periodică rămîne constantă ca amplitudine, deoarece tensiunea sursei este aproximativ constantă și constituie curentul stabilizat al noului regim, care se calculează cu relația:

$$i_p = \sqrt{2} \cdot \frac{U}{Z_k} \sin(\omega t + \alpha - \varphi_k) = \sqrt{2}\, I_p \sin(\omega t + \alpha - \varphi_k), \qquad (15.2)$$

unde:

Z_k reprezintă impedanța de scurtcircuit;
α — unghiul care precizează valoarea instantanee a tensiunii, în momentul apariției scurtcircuitului ($t = 0$) sau faza inițială a tensiunii;
φ_k — argumentul impedanței de scurtcircuit sau unghiul de defazaj al curentului din acest circuit.

Dacă se consideră că la momentul $t = 0$ al scurtcircuitului faza inițială a tensiunii este zero ($\alpha = 0$) și $\varphi_k \approx 90°$, atunci rezultă că:

$$i_p = -\sqrt{2}\, I_p \cos \omega t, \qquad (15.3)$$

adică variația în timp a componentei periodice a curentului de scurtcircuit este cosinusoidală.

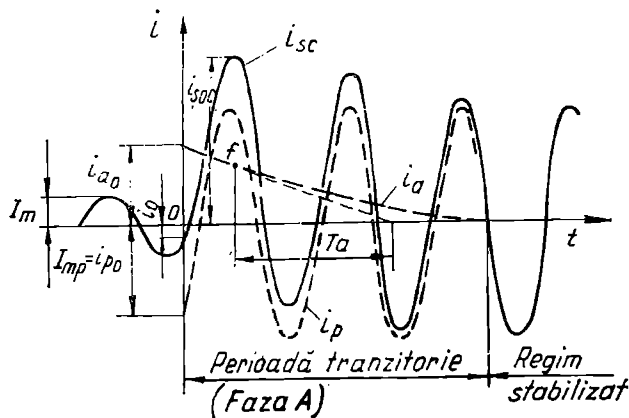


Fig. 15.3. Variația în timp a curentului de scurtcircuit trifazat în cazul unei surse de putere infinită.

Componenta aperiodică a curentului scade treptat către zero, după o curbă exponențială exprimată prin relația:

$$i_a = i_{a_0} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}}, \tag{15.4}$$

în care:

i_{a0} reprezintă valoarea inițială ($t = 0$) a acestei componente;

T_a — constanta de timp a amortizării acestei componente.

Valoarea inițială a componentei aperiodice a curentului depinde de momentul apariției scurtcircuitului. Ea se află, ținînd seama că într-un circuit cu inductanță, curentul rămîne neschimbat în momentul apariției unei perturbații a regimului. Dacă se consideră că înaintea producerii defectului valoarea instantanee a curentului de regim staționar este dată de relația:

$$i = \sqrt{2}\, I \sin(\omega t + \alpha - \varphi) \tag{15.5}$$

și că în momentul producerii defectului apare componenta periodică a curentului de scurtcircuit trifazat dată de relația (15.2), rezultă că pentru a respecta condiția de mai sus, simultan trebuie să apară și o componentă aperiodică, a cărei valoare este:

$$i_a = (i_0 - i_{p_0})\, e^{-\frac{t}{T_a}} = \sqrt{2}\left[I \sin(\alpha - \varphi) - I_p \sin(\alpha - \varphi_k) \cdot e^{-\frac{t}{T_a}}\right] =$$

$$= i_{a_0} e^{-\frac{t}{T_a}}, \tag{15.6}$$

Constanta de timp a amortizării componentei aperiodice depinde de parametrii circuitului scurtcircuitat, fiind exprimată prin raportul dintre inductanța și rezistența acestuia, adică:

$$T_a = \frac{L_k}{r_k} = \frac{X_k}{\omega r_k}. \tag{15.7}$$

În figura 15.3 este redată curba de variație în timp a curentului de scurtcircuit trifazat, din care se observă că componenta aperiodică se amortizează în perioada tranzitorie, după care urmează regimul stabilizat de scurtcircuit, cînd intervine numai componenta periodică. În perioada tranzitorie, curentul de scurtcircuit nu este simetric în raport cu axa timpului și are o valoare instantanee maximă, denumită *curent de șoc la scurtcircuit*, care corespunde primei alternanțe după producerea defectului.

Conform relației (15.6) dacă scurtcircuitul se produce în momentul cînd $i_0 = i_{p0} < i_{p_{max}}$ și tensiunea $u \neq 0$, rezultă că valoarea inițială i_{a_0} a componentei aperiodice este nulă. Curentul de scurtcircuit trifazat are de la început numai componentă periodică.

Dacă însă înaintea apariției scurtcircuitului se consideră $i = 0$ (rețeaua în gol), maximul valorii instantanee a curentului total de scurtcircuit apare cu condiția ca în momentul producerii defectului tensiunea sursei să treacă prin valoarea zero. Acest caz este cel mai defavorabil, deoarece în circuitul scurtcircuitat ($\varphi_k \approx 90°$), condiția apariției maximului valorii instantanee a curentului total și condiția apariției valorii maxime a componentei aperiodice de curent sînt foarte apropiate între ele. De aceea, în calculele practice curentul de șoc la scurtcircuit se determină de obicei pentru valoarea maximă a componentei aperiodice, așa cum se indică în figura 15.4, considerînd că această valoare apare aproximativ după o semiperioadă, ceea ce la frecvența $f = 50$ Hz reprezintă 0,01 s de la apariția defectului.

Ținînd seama de acest lucru se poate scrie că:

$$[i_{a0}]_{max} = \sqrt{2}\, I_p, \qquad (15.8)$$

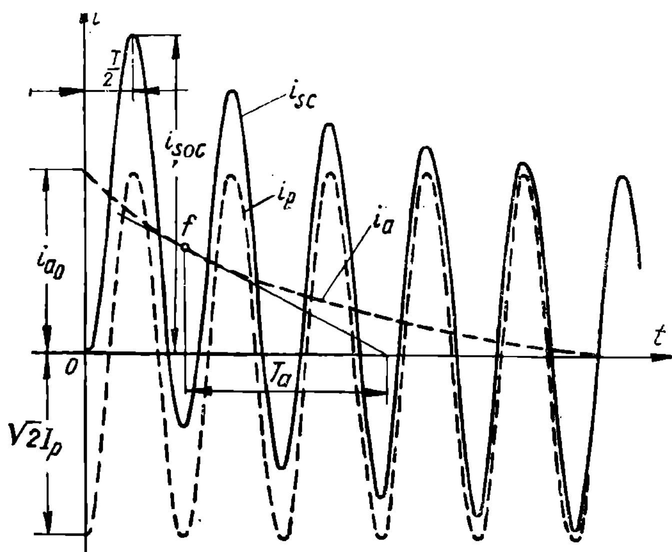


Fig. 15.4. Variația curentului de scurtcircuit trifazat pentru cazul componentei aperiodice maxime (sursă de putere infinită).

iar curentul total de scurtcircuit şi curentul de şoc au valorile:

$$i_{sc} = \sqrt{2}\, I_p \left(e^{-\frac{t}{T_a}} - \cos \omega t\right) \tag{15.9}$$

şi

$$i_{soc} = \sqrt{2}\, I_p + \sqrt{2}\, I_p e^{-\frac{0,01}{T_a}} = \sqrt{2}\, I_p\left(1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}}\right) = k_s \sqrt{2}\, I_p, \tag{15.10}$$

unde: $k_s = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}}$ se numeşte *coeficient de şoc* şi indică raportul dintre curentul de şoc la scurtcircuit şi amplitudinea componentei periodice. Valoarea acestui coeficient se află în limitele $1 < k_s < 2$, care corespund valorilor limită ale constantei de amortizare: $T_a = 0$ $(L_k = 0)$ şi $T_a = \infty$ $(r_k = 0)$.

Influenţa constantei de amortizare asupra coeficientului de şoc este dată în figura 15.5, din care se observă că cu cît T_a este mai mic, cu atît mai repede se amortizează componenta apericdică şi corespunzător, cu atît este mai mic coeficientul de şoc.

Obişnuit, constanta de timp medie T_a pentru liniile electrice de înaltă tensiune este de 0,05 s, ceea ce determină un coeficient de şoc $k_s = 1,8$. În aceste condiţii, valoarea curentului de şoc la scurtcircuit dată de relaţia (15.10) este:

$$i_{soc} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot I_p = 2,55\, I_p. \tag{15.11}$$

Valoarea efectivă a curentului de scurtcircuit se determină pentru fiecare perioadă în parte, efectuînd media pătratică a componentelor periodică şi aperiodică, adică:

$$I_{sct} = \sqrt{I_{pt}^2 + I_{at}^2}, \tag{15.12}$$

în care componenta aperiodică se consideră că rămîne aproximativ constantă în decursul unei semiperioade. Pentru prima semiperioadă, de exemplu, ea are valoarea:

$$[I_a]_{0,01} = \sqrt{2} I_p e^{-\frac{0,01}{T_a}} = \sqrt{2} I_p (k_s - 1), \tag{15.13}$$

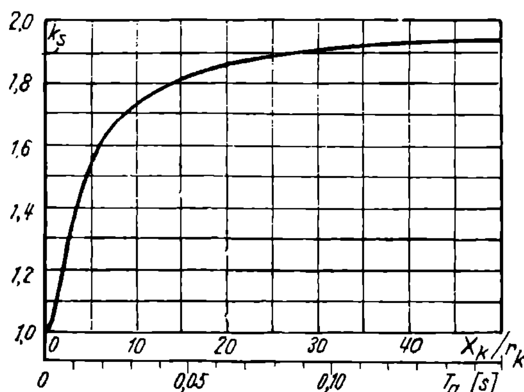


Fig. 15.5. Curba de variaţie a coeficientului de şoc în funcţie de constanta de timp a amortizării.

unde factorul exponențial s-a exprimat în funcție de coeficientul de șoc, ținînd seama de relația (15.10).

Pentru prima semiperioadă după producerea scurtcircuitului, cu ajutorul relației (15.12), se poate determina valoarea efectivă a curentului de șoc la scurtcircuit:

$$I_{șoc} = \sqrt{I_p^2 + 2I_p^2(k_ș - 1)^2} = I_p\sqrt{1 + 2(k_ș - 1)^2}, \qquad (15.14)$$

care pentru $k_ș = 1{,}8$ devine:

$$I_{șoc} = 1{,}52\, I_p. \qquad (15.15)$$

În relațiile definite mai sus componenta periodică I_p care, după trecerea perioadei tranzitorii, se identifică cu curentul de scurtcircuit, se calculează în cazul sursei generatoare de putere infinită, cu relația:

$$I_p = I_{sc\infty} = \frac{U_{med}}{\sqrt{3}\sqrt{X_\Sigma^2 + r_\Sigma^2}}, \qquad (15.16)$$

în care:

U_{med} reprezintă tensiunea sursei *), corespunzătoare prizei medii a transformatorului;

X_Σ și r_Σ — reactanța și rezistența rezultantă a rețelei pînă la locul de scurtcircuit.

Curenții de scurtcircuit astfel calculați servesc pentru verificarea aparatelor de comutație la eforturile electrodinamice (curentul de șoc la scurtcircuit), verificarea căilor de curent — conductoare și aparate — la eforturi termice (valoarea efectivă a curentului de scurtcircuit), precum și pentru aprecierea puterii de scurtcircuit dintr-o instalație:

$$S_k = \sqrt{3}\, U_{med} I_{sc}, \qquad (15.17)$$

care constituie unul din factorii importanți în alegerea întreruptoarelor.

15.2.2. **Variația curentului de scurtcircuit trifazat produs de o sursă generatoare de putere finită fără RAT.** În figura 15.6 este redată diagrama de variație a valorilor instantanee ale curentului de scurtcircuit trifazat, produs de o sursă generatoare de *putere finită*, fără RAT. În partea stîngă a diagramei s-au trasat curbele de variație corespunzătoare valorilor instantanee ale curentului și tensiunii înaintea apariției defectului.

Se observă că în acest caz componenta periodică a curentului de scurtcircuit are amplitudinea descrescătoare după linia punctată din figura 15.6, stabilindu-se și devenind egală cu curentul permanent de scurtcircuit trifazat, după trecerea timpului corespunzător regimului tranzitoriu. Valoarea efectivă a acestuia, din prima perioadă după apariția defectului, poartă denumirea de *curent supratranzitoriu de scurtcircuit* I'' și se determină cu relația:

$$I'' = \frac{E''}{\sqrt{3}(X''_d + X_{sc})} = \frac{kU_{med}}{\sqrt{3}(X''_d + X_{sc})}, \qquad (15,18)$$

*) Pentru diferitele trepte de tensiune se recomandă următoarele valori medii ale tensiunii nominale între faze U_{med}: 0,23; 0,400; 0,525; 3,15; 6,3; 10,5; 15,75; 115; 230; 400 kV.

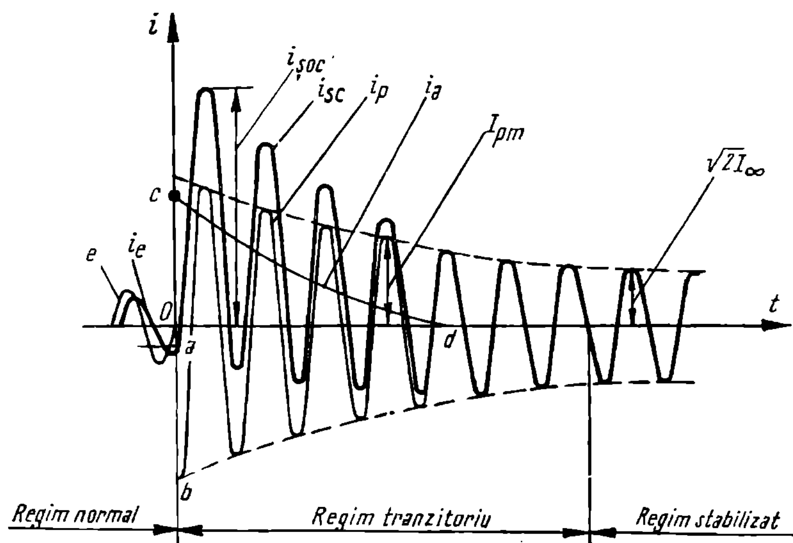


Fig. 15.6. Variația curentului de scurtcircuit trifazat produs de o sursă generatoare de putere finită, fără RAT.

în care:

E'' reprezintă tensiunea electromotoare supratranzitorie a generatorului, din spatele reactanței supratranzitorii *);

X''_d — reactanța supratranzitorie a generatorului, care corespunde momentului inițial al scurtcircuitului;

X_{sc} — reactanța de scurtcircuit corespunzătoare circuitului de la locul de scurtcircuit pînă la barele sursei generatoare;

$k \geqslant 1$ — coeficient, a cărui valoare depinde de tipul generatorului și de locul de scurtcircuit.

Curentul de șoc și valoarea efectivă a acestuia se calculează cu aceleași relații (15.11) și (15.15), în care în locul componentei periodice I_p intervine curentul supratranzitoriu I''.

Variația componentei periodice a curentului de scurtcircuit trifazat este cu atît mai accentuată, cu cît scurtcircuitul este mai apropiat de sursa generatoare.

La creșterea distanței de la sursă pînă la locul de defect, scurtcircuitul se manifestă într-o măsură tot mai mică asupra regimului de funcționare al generatoarelor. Cînd scurtcircuitul este electric îndepărtat de sursa generatoare, componenta periodică a curentului se poate considera constantă și egală din primul moment cu valoarea stabilizată (I_∞), adică:

$$I_p \approx I'' = I_\infty.$$

În acest caz, variația curentului de scurtcircuit este asemănătoare celei din cazul sursei de putere infinită, prezentată în figura 15.2.

*) S-a considerat că generatorul este echipat și cu înfășurare de amortizare.

15.2.3. Variația curentului de scurtcircuit trifazat produs de o sursă generatoare de putere finită, prevăzută cu RAT. Cînd generatorul este echipat cu RAT, variația curentului de scurtcircuit trifazat are loc ca în figura 15.7. În primele momente, procesul tranzitoriu se desfășoară asemănător celui din cazul unui scurtcircuit trifazat alimentat de o sursă generatoare de putere finită, fără RAT. Ca urmare, valoarea efectivă a curentului supratranzitoriu, valoarea maximă, precum și cea efectivă a curentului de șoc, rămîn aceleași ca și în cazul studiat la paragraful 15.2.2.

RAT intervine după un timp de 0,2—0,3 s de la apariția defectului, adică practic după dispariția componentei aperiodice a curentului, în funcție de tipul regulatorului și de constanta de timp a înfășurării de excitație. Influența lui are ca efect creșterea excitației generatorului și corespunzător, a tensiunii la bornele acestuia și a componentei periodice a curentului de scurtcircuit. Gradul creșterii excitației depinde de depărtarea electrică a punctului de scurtcircuit și de parametrii generatoarelor.

Pentru un scurtcircuit relativ îndepărtat electric, readucerea tensiunii la valoarea nominală necesită o creștere neînsemnată a curentului de excitație. Pe măsura apropierii scurtcircuitului de sursa generatoare, pentru menținerea tensiunii la o valoare cît mai apropiată de cea nominală, va fi necesar un curent de excitație mai mare. Trebuie menționat însă că, creșterea excitației are o limită (plafonul excitației), care apare cînd se scurtcircuitează reostatul din circuitul de excitație al excitatricei. De aceea, este posibil ca regulatorul automat de tensiune să nu reușească să mențină tensiunea la bornele generatorului deoarece se atinge limita (plafonul) curentului de excitație. În acest caz, curentul stabilizat de scurtcircuit va fi mai mic decît curentul supratranzitoriu.

Distanța electrică a locului de scurtcircuit față de sursa generatoare este determinată prin impedanța circuitului exterior corespunzător, considerat

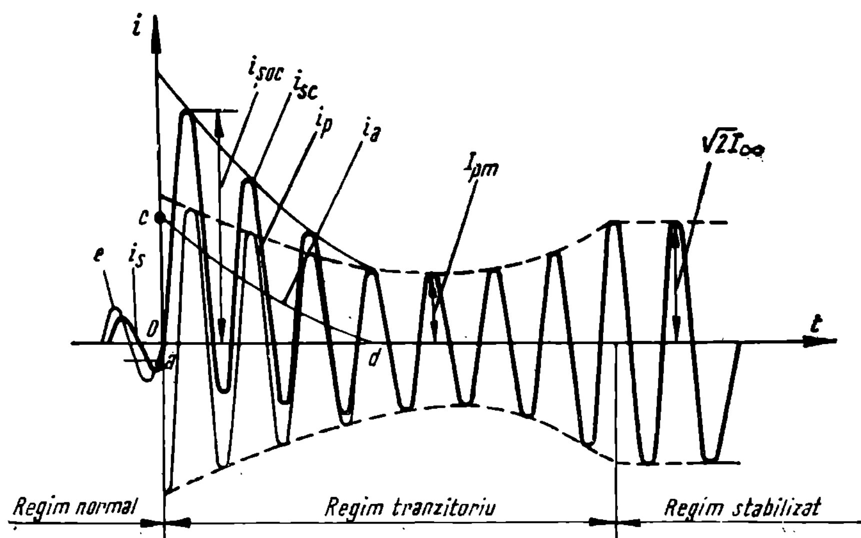


Fig. 15.7. Variația curentului de scurtcircuit trifazat alimentat de un generator echipat cu RAT.

de la locul de scurtcircuit pînă la barele sursei generatoare. Se poate concepe o valoare minimă (critică) a acestei impedanțe la capătul căruia un scurtcircuit permite menținerea tensiunii nominale la bornele generatorului, acesta fiind excitat la limită. Dacă impedanța exterioară este mai mică decît cea critică, generatorul, deși excitat la limită, va avea la borne o tensiune mai mică decît cea nominală. La limită, la scurtcircuit produs la bornele generatorului, tensiunea este egală cu zero, independent de mărimea excitației. Cînd impedanța exterioară este mai mare decît impedanța critică, generatorul poate funcționa în regim nominal de tensiune, adică regulatorul automat este capabil să-i mențină tensiunea nominală. Evident că pentru o valoare mare a impedanței exterioare, regulatorul automat poate să nu simtă variațiile de tensiune provocate de scurtcircuit și, ca urmare, curentul de excitație să rămînă nemodificat.

15.2.4. **Elemente de calcul ale curenților de scurtcircuit trifazat.** Pentru determinarea curenților de scurtcircuit trifazat din instalațiile electrice se întocmește o schemă echivalentă, care reprezintă legătura dintre impedanțele surselor de energie (generatoarele) care contribuie la alimentarea scurtcircuitului și impedanțele celorlalte elemente ca transformatoare, linii electrice aeriene și subterane, bobine de reactanță etc. Datorită faptului că regimul de scurtcircuit trifazat reprezintă un regim simetric, cu toate fazele la fel încărcate și în aceleași condiții de tensiune, calculul curenților se poate efectua folosind schema echivalentă monofazată, a cărei întocmire presupune următoarele precizări și simplificări.

a. Pentru centralele electrice depărtate de locul de scurtcircuit, ale căror scheme funcționale sînt necunoscute, se adoptă o schemă bloc generator-transformator, considerînd puterea acestui bloc egală cu puterea întregii centrale.

b. Sursele generatoare foarte mari, cum ar fi sistemele vecine, se introduc în schemă ca surse de putere infinită, în care se consideră că tensiunile în punctele lor de legătură cu rețeaua defectă, rămîn constante în cursul întregului proces de scurtcircuit. În același mod se pot introduce în schemă și sursele de putere mai mică, care sînt depărtate de locul de scurtcircuit.

c. La întocmirea schemei echivalente se face abstracție de toate constantele transversale ale elementelor componente ale rețelei — transformatoare, linii — considerîndu-se că curenții care se derivă prin aceste admitanțe, precum și curenții de sarcină, care se ramifică prin impedanțele consumatorilor, influențează foarte puțin asupra valorii curenților de scurtcircuit.

d. Rezistențele active ale elementelor rețelei se pot neglija dacă valoarea totală a acestora este mai mică decît o treime din reactanța schemei. Această condiție este realizată în majoritatea cazurilor, mai ales în instalațiile de înaltă tensiune.

Pentru rețelele de joasă tensiune sau pentru rețelele de cabluri de medie și de înaltă tensiune, condiția de mai sus nu se respectă și, ca urmare, în aceste cazuri se va ține seama în calcule și de rezistență.

Elementele instalațiilor electrice — generatoare, transformatoare, linii, bobine de reactanță — se vor considera în schema echivalentă, după cum urmează.

— *Generatoarele electrice*, prevăzute cu înfășurare de amortizare, pot fi caracterizate în momentul inițial al procesului tranzitoriu, prin reactanța supratranzitorie după axa longitudinală X_d'' și tensiunea electromotoare corespunzătoare, conectată în spatele acestei reactanțe. Valoarea procentuală a reactanței este dată în tabele în funcție de tipul constructiv al mașinii. De exemplu, pentru turbogeneratoare se indică o valoare medie de 12,5%, iar pentru hidrogeneratoare de 20%, cu ajutorul cărora se poate calcula reactanța în unități absolute (ohmi), cu relația:

$$X_d'' = \frac{x_d''}{100} \cdot \frac{U_n^2[\mathrm{kV}]}{S_n\,[\mathrm{MVA}]}, \qquad (15.19)$$

unde U_n reprezintă tensiunea nominală a rețelei în care are loc defectul. Evident că, pentru scurtcircuit la bornele generatoarelor, U_n reprezintă tensiunea nominală a acestuia, iar pentru scurtcircuit pe partea de înaltă tensiune, U_n reprezintă tensiunea prizei de lucru a transformatorului.

Din punct de vedere fizic, *reactanța supratranzitorie* reprezintă o sumă dintre reactanța de scăpări a statorului și o reactanță echivalentă formată din reactanțele de reacție longitudinală *), de scăpări a înfășurării rotorice (de excitație) și de scăpări a înfășurării de amortizare, conectate în paralel.

Dacă mașina nu are înfășurare de amortizare, ea se definește în momentul producerii scurtcircnitului prin *reactanța* sa *tranzitorie*, în spatele căreia se conectează o tensiune electromotoare tranzitorie. Această reactanță reiese din aceeași schemă echivalentă (amintită în cazul reactanței supratranzitorii), din care dispare reactanța de scăpări a înfășurării de amortizare.

În regim normal de funcționare, mașina se definește printr-o *reactanță sincronă*, formată din suma dintre reactanța de scăpări a statorului și reactanța de reacție longitudinală, în spatele căreia se conectează tensiunea electromotoare echivalentă corespunzătoare.

Toate aceste trei reactanțe sînt tabelate, cea mai mică valoare corespunzînd reactanței supratranzitorii, iar cea mai mare reactanței sincrone.

Tensiunea electromotoare supratranzitorie E'' sau cea tranzitorie E', se pot lua în calcule egale aproximativ cu tensiunea medie a rețelei pentru generatoarele cu poli înecați și crescută cu 5—15% în raport cu tensiunea medie, pentru generatoarele cu poli aparenți, în funcție de distanța pînă la locul de scurtcircuit.

Pentru calculele de scurtcircuit, generatoarele care funcționează în paralel și au puteri nominale diferite, însă aceleași reactanțe supratranzitorii, pot fi reprezentate printr-un generator echivalent cu o putere egală cu suma puterilor fiecărui generator.

— *Transformatoarele electrice* se reprezintă în schemele echivalente în cazul unui scurtcircuit trifazat prin reactanțele lor, determinate cu ajutorul tensiunilor de scurtcircuit, ale căror valori sînt tabelate. Relațiile de calcul au fost indicate în capitolul *3*.

— *Liniile electrice de energie* se pot reprezenta în schemele de calcul ale curenților de scurtcircuit, prin impedanțele sau reactanțele lor, în funcție de valoarea rezistenței în raport cu reactanța.

---

*) Aceasta este în același timp și reactanța de inducție mnutuală dintre stator și rotor.

— *Bobinele de reactanță* care se montează, mai ales pe plecările în cablu pe partea de 6—10 kV a unei instalații electrice de distribuție, se introduc prin reactanțele lor, care se calculează cu relația:

$$X_B = \frac{u_B}{100} \cdot \frac{U_B}{\sqrt{3} I_B} = \frac{u_B}{100} \cdot \frac{U_B^2}{S_B}, \tag{15.20}$$

unde:

U_B este tensiunea nominală a bobinei, în kV;
u_B — căderea de tensiune pe reactanța bobinei, în %;
S_B — puterea aparentă a bobinei, în MVA;
I_B — curentul nominal al bobinei, în kA.

Toate aceste mărimi caracteristice ale fiecărui tip de bobină de reactanță sînt tabelate.

15.2.5. Metode de calcul a curenților de scurtcircuit trifazat. Determinarea curenților de scurtcircuit trifazat se poate face fie direct în unități absolute sau relative, fie folosind anumite curbe speciale, care permit obținerea pentru un moment oarecare al procesului de scurtcircuit, a intensității componentei periodice a curentului la locul de defect, în funcție de așa-numita *reactanță de calcul* sau *reactanță teoretică*.

a. Metoda unităților relative. La determinarea directă în unități absolute a curentului de scurtcircuit se aplică relația de calcul (15.16) sau (15.18), pe o schemă echivalentă finală, compusă dintr-o reactanță sau o impedanță echivalentă. În practică însă, se utilizează foarte mult sistemul unităților relative (fără dimensiuni), care conferă rezultatelor un caracter intuitiv, simplificînd considerațiile teoretice.

Valoarea relativă a unei mărimi fizice oarecare, reprezintă raportul acesteia față de valoarea unei alte mărimi fizice, de aceeași natură, aleasă ca unitate de măsură. Ca urmare, pentru a exprima diferitele mărimi în unități relative, trebuie alese mai înainte acele mărimi care vor servi drept unități de măsură. Altfel spus, trebuie alese *mărimile de bază* la care se vor raporta toate celelalte mărimi.

Ținînd seama că în calculele de scurtcircuit intervin tensiunea, curentul, puterea și impedanța (reactanța) se poate scrie că:

$$U_b^* = \frac{U}{U_b}; \quad I_b^* = \frac{I}{I_b}; \quad S_b^* = \frac{S}{S_b}; \quad X_b^* = \frac{X}{X_b}, \tag{15.21}$$

în care asteriscul arată că mărimile sînt exprimate în unități relative, iar indicele *b*, că ele sînt raportate la condițiile de bază.

Pentru un circuit inductiv mărimile de bază sînt legate prin următoarele două relații:

$$X_b = \frac{U_b}{\sqrt{3} I_b} = \frac{U_b^2}{S_b} \quad \text{și} \quad S_b = \sqrt{3} U_b I_b. \tag{15.22}$$

Expresia reactanței relative raportată la mărimile de bază se poate exprima formal, înlocuind relația (15.22) în ultima relație (15.21):

$$X_b^* = \frac{\sqrt{3} X I_B}{U_b} = X \frac{S_b}{U_b^2} = \frac{X}{X_b}. \tag{15.23}$$

Se observă că reactanța relativă raportată la mărimile de bază este numeric egală cu căderea de tensiune relativă în elementul considerat, cînd acesta este parcurs de curentul sau de puterea de bază.

Deoarece alegerea condițiilor de bază este arbitrară, aceeași mărime reală poate avea valori numerice diferite, atunci cînd ea este exprimată în unități relative. De obicei, reactanțele relative ale diferitelor elemente din rețea — generatoare, transformatoare, linii, reactoare — sînt calculate pentru condițiile nominale ale mărimilor I_n, S_n și U_n. Valorile lor se determină cu relația (15.23), în care unitățile de bază trebuie înlocuite cu unitățile corespunzătoare nominale, adică:

$$X_n^* = \frac{\sqrt{3} I_n X}{U_n} = X \frac{S_n}{U_n^2}. \qquad (15.24)$$

Transformarea reactanțelor raportate la unitățile nominale, în reactanțe relative raportate la unitățile de bază, se face cu ajutorul relațiilor (15.23) și (15.24), obținîndu-se:

$$X_b^* = X_n^* \frac{I_b}{I_n} \cdot \frac{U_n}{U_b} = X_n^* \frac{S_b}{S_n} \cdot \frac{U_n^2}{U_b^2}. \qquad (15.25)$$

Din cele patru mărimi de bază numai două sînt independente și pot fi alese arbitrar, iar celelalte două rezultă din relațiile (15.22). La alegerea lor trebuie avut în vedere ca operațiile de calcul să fie cît mai simple și ordinul de mărime al unităților relative să permită folosirea lor comodă.

De obicei, se aleg ca mărimi de bază puterea S_b și tensiunea U_b. Pentru putere este indicat să se aleagă o valoare care reprezintă un multiplu de zece (100, 1 000 MVA), iar uneori puterea nominală cea mai frecventă în rețea sau puterea nominală sumă a surselor. Pentru tensiune se recomandă să se aleagă tensiunea nominală U_n a sectorului de rețea *) în care se calculează curentul de scurtcircuit.

Ținînd seama de aceste recomandări și de relațiile (15.23) și (15.24), rezultă următoarele relații de calcul a reactanțelor diferitelor elemente ale rețelei:

— pentru generatoare și transformatoare:

$$X_b^* = X_n^* \frac{S_b}{S_n}, \qquad (15.26)$$

în care $X_n^* = \frac{x_d''}{100}$ la generatoare și $X_n^* = \frac{u_{sc}}{100}$ la transformatoare;

— pentru linii aeriene și în cablu:

$$X_b^* = X_0 L \cdot \frac{S_b}{U_{med}^2}, \qquad (15.27)$$

*) Condiția $U_b = U_n$ se respectă numai pentru o parte a elementelor, deoarece tensiunile nominale ale elementelor aceluiași circuit electric pot fi, în general, diferite. Aceste diferențe sînt însă mici — în limită de $\pm 10\%$ — și în calculele aproximative ele pot fi neglijate, presupunînd că tensiunile nominale ale tuturor elementelor aceleiași trepte de tensiune sînt egale cu o valoare medie. Fac excepție de la această regulă numai bobinele de reactanță a căror reactanță trebuie determinată cu exactitate.

în care:

X_0L reprezintă reactanța totală a liniei, în ohmi;

U_{med} — tensiunea medie a treptei la care se conectează linia;

— pentru bobine de reactanță se utilizează relația (15.25), în care X_s^* este tabelată și se exprimă, ca și în cazul transformatorului, în procente.

Intensitatea curentului de scurtcircuit (componenta periodică supratranzitorie), se calculează cu relația (15.16) sau (15.18), unde toate mărimile sînt exprimate în unități relative, adică:

$$I_{sc}''^* = \frac{U^*}{X_d''^* + X_{sc}^*}. \qquad (15.28)$$

Curentul de scurtcircuit exprimat în unități absolute se determină folosind relația (15.21), sub forma:

$$I_{sc}'' = I_{sc}''^* \cdot I_b = \frac{U^*}{X_d''^* + X_{sc}^*} I_b. \qquad (15.29)$$

Dacă tensiunea de bază se alege egală cu tensiunea medie a locului de defect pentru care se efectuează calculul curentului de scurtcircuit, $U^* = 1$ și relațiile (15.28) și (15.29) devin:

$$I_{sc}''^* = \frac{1}{X_d''^* + X_{sc}^*} \qquad (15.30)$$

și:

$$I_{sc}'' = \frac{I_b}{X_d'' + X_{sc}''}. \qquad (15.31)$$

Aplicația 15.1. Să se determine curenții de scurtcircuit trifazat în punctele K_1, K_2 și K_3 din rețeaua dată în figura 15.8. Mărimile de bază adoptate sînt

$$S_b = 100 \text{ MVA} \text{ și } U_b = 115 \text{ kV}.$$

REZOLVARE

1. **Calculul reactanțelor echivalente pînă în punctele de scurtcircuit.** În schema echivalentă din figura 15.8, *b* sînt reprezentate reactanțele elementelor dintre sursă și locurile de defect. În continuare se efectuează calculul reactanțelor în unități relative.

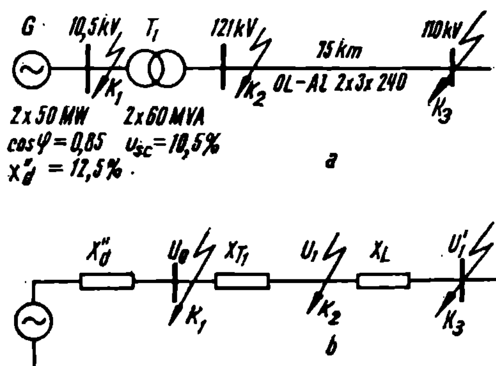


Fig. 15.8. Rețea avariată de un scurtcircuit trifazat corespunzătoare aplicației 15.1.

Reactanța pînă în punctul K_1

Reactanța relativă a generatorului se determină cu relația (15.26):

$$X_1^* = X_2^* =$$

$$= 0,125 \cdot \frac{100}{50} \cdot 0,85 = 0,20.$$

Reactanța corespunzătoare punctului K_1 rezultă din legarea

în paralel a reactanţelor generatoarelor:

$$X^*_{K_1} = X^*_G = 0,1.$$

Reactanţa pînă în punctul K_2

Reactanţa relativă a transformatoarelor cu caracteristicile date în figura 15.8 se determină cu relaţia (15.26) şi se obţine:

$$X^*_3 = X^*_4 = 0,105 \frac{100}{60} = 0,175.$$

Reactanţa echivalentă a transformatoarelor este:

$$X^*_7 \approx 0,09.$$

Reactanţa pînă în punctul K_2 este:

$$X^*_{K_2} = 0,1 + 0,09 = 0,19.$$

Reactanţa echivalentă pînă în punctul K_3

Reactanţa relativă a liniei se determină cu relaţia (15.27) în care se introduce $X_0 = 0,4$ Ω/km:

$$X^*_5 = 0,4 \cdot 80 \frac{100}{115^2} = 0,241.$$

Reactanţa echivalentă corespunzătoare punctului K_3 este:

$$X^*_{K_3} = X^*_G + X^*_7 + X^*_5 = 0,431.$$

2. Calculul curenţilor de scurtcircuit

Valoarea curentului de scurtcircuit se determină cu relaţia (15.31), în care:

$$I_b = \frac{S_b}{\sqrt{3} U_{med}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,522 \text{ kA}.$$

Rezultă:

$$I''_{K_1} = \frac{0,502}{0,1} = 5,02 \text{ kA}; \quad I''_{K_2} = \frac{0,502}{0,19} = 2,68 \text{ kA}; \quad I''_{K_3} = \frac{0,502}{0,431} = 1,082 \text{ kA}.$$

De asemenea, curenţii de şoc şi valoarea efectivă a acestora se determină cu relaţiile (15.11) şi (15.15) şi se obţine:

$$i_{şoc\,K_1} = 2,55 \cdot 5,02 = 12,8 \text{ kA}; \quad i_{şoc\,K_2} = 2,55 \cdot 2,68 = 6,84 \text{ kA};$$

$$i_{şoc\,K_3} = 2,55 \cdot 1,082 = 2,97 \text{ kA}$$

şi

$$I_{şoc\,K_1} = 1,52 \cdot 5,02 = 7,63 \text{ kA}; \quad I_{şoc\,K_2} = 1,52 \cdot 2,68 = 4,08 \text{ kA};$$

$$I_{şoc\,K_3} = 1,52 \cdot 1,082 = 1,78 \text{ kA}.$$

Observaţii. Aplicaţia 15.1 a presupus un sistem electroenergetic simplu, care s-a redus la o singură reactanţă sau impedanţă echivalentă. În unele cazuri, schema echivalentă este mai complicată, fiind necesare

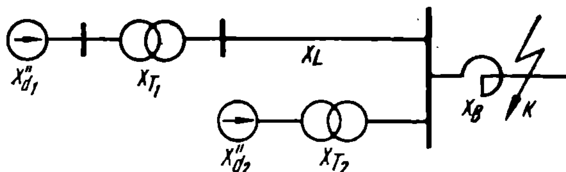


Fig. 15.9. Scurtcircuit alimentat de mai multe surse, parțial pe căi comune de curent.

transfigurări, care se efectuează după aceleași reguli cunoscute de la repartiția curenților sau puterilor în rețele. De exemplu, rețeaua din figura 15.9 avariată în punctul K, care este alimentată prin două surse echivalente, se poate transfigura în triunghi. Căile de curent în schema transfigurată corespund celor două laturi ale triunghiului care leagă sursele cu locul de scurtcircuit.

Dacă se notează cu X_1 reactanța căii de curent a sursei *1*, cu X_2 cea corespunzătoare sursei *2* și cu $X_3 = X_B$, calea comună de curent prin bobină, se obține prin transfigurare:

$$X_{13} = X_1 + X_3 + \frac{X_1 X_3}{X_2}; \quad X_{23} = X_2 + X_3 + \frac{X_2 X_3}{X_1}.$$

Reactanța X_{12} nu se ia în considerare, deoarece nu influențează valoarea curentului la locul de defect.

Ținînd seama de cele două căi de curent, pentru aceeași tensiune electromotoare supratranzitorie, se calculează:

$$I''_{sc_1} = \frac{E''}{X_{13}} = \frac{k \cdot U_{med}}{X_{13}}; \quad I''_{sc_2} = \frac{E''}{X_{23}} = \frac{k \cdot U_{med}}{X_{23}} \quad \text{și} \quad I''_{sc} = I''_{sc_1} + I''_{sc_2},$$

unde coeficientul k se poate lua egal cu 1,1 așa cum s-a arătat la paragraful 15.2.4.

Dacă se cunoaște reactanța totală a schemei și curentul de scurtcircuit, atunci este necesar să se determine contribuția fiecărei surse la alimentarea defectului. Această contribuție este materializată prin determinarea anumitor coeficienți de repartiție, care reprezintă valoarea curentului pe o anumită cale, exprimată procentual din curentul total, ținînd seama de raportul dintre reactanțele căilor considerate.

De exemplu, pentru două căi de curent notate cu indicii 1 și 2, corespunzătoare la două surse echivalente, folosind cele două teoreme ale lui Kirchhoff, se poate scrie că:

$$I''_{sc_1} + I''_{sc_2} = I''_{sc} \quad \text{și} \quad I''_{sc1} \cdot X_1 = I''_{sc_2} \cdot X_2,$$

de unde reies valorile curenților:

$$I''_{sc_1} = I''_{sc} \cdot \frac{X_2}{X_1 + X_2} = I''_{sc} \frac{X_{12}}{X_1} = I''_{sc} C_1;$$

$$I''_{sc_2} = I''_{sc} \cdot \frac{X_1}{X_1 + X_2} = I''_{sc} \frac{X_{12}}{X_2} = I''_{sc} C_2, \tag{15.32}$$

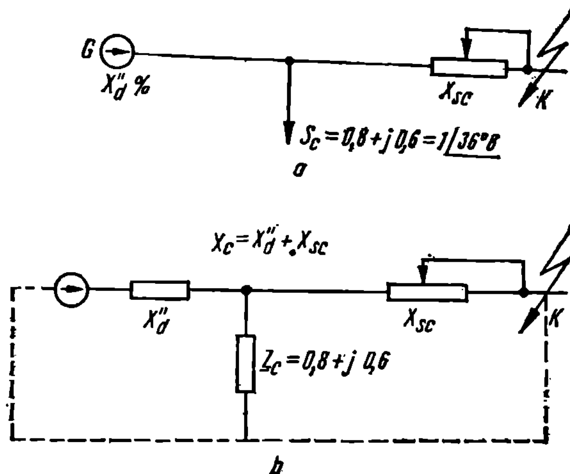


Fig. 15.10. Schema electrică pentru construirea curbelor de calcul:

a — schema iniţială; *b* — schema echivalentă.

în care X_{12} reprezintă reactanţa echivalentă totală, rezultată prin punerea în paralel a celor două căi de curent, iar coeficienţii de repartiţie C_1 şi C_2 reprezintă rapoartele dintre reactanţa echivalentă a schemei şi reactanţa fiecărei căi de alimentare a defectului.

b. Metoda curbelor de calcul. În unele cazuri ca, de exemplu, la reglarea timpului de acţionare a protecţiei prin relee a instalaţiilor electrice sau la determinarea puterii de rupere a întreruptoarelor este necesar să se determine intensitatea curentului de scurtcircuit trifazat, în diferite momente după producerea defectului ($t = 0$ s; $t = 0,1$ s; $t = 0,2$ s; $t = \infty$). Acest lucru se poate efectua cu ajutorul metodei curbelor de calcul, care este relativ simplă de aplicat şi, în majoritatea cazurilor, suficient de exactă.

Metoda presupune utilizarea unor curbe speciale, care permit obţinerea, pentru un moment oarecare al procesului de scurtcircuit, a intensităţii componentei periodice a curentului la locul de defect, în funcţie de aşa-numita *reactanţă de calcul* sau *reactanţă teoretică*. Trasarea curbelor de calcul este realizată, de obicei, pentru o schemă simplă ca cea din figura 15.10 în care reactanţa de calcul, considerată ca suma dintre reactanţa supratranzitorie a generatorului X_d'' şi reactanţa de scurtcircuit X_{sc}, a fost variată în funcţie de aceasta din urmă. Generatorul a funcţionat, înaintea producerii defectului, la sarcina nominală cu $\cos \varphi = 0,8$ şi la tensiunea nominală, iar consumatorul s-a reprezentat printr-o impedanţă de valoare relativă $Z_c = 0,8 + j\,0,6$ considerată constantă în decursul întregului proces de scurtcircuit.

În figurile 15.11 şi 15.12 sînt reproduse curbele de calcul pentru turbogeneratoare şi hidrogeneratoare cu şi fără RAT, de putere medie (50—100 MW). Ele sînt construite pînă la $X_c^* = 3$. Pentru $X_c^* > 3$ se consideră că scurtcircuitul este foarte departe de sursa generatoare, astfel încît variaţia curentului în timp este atît de neînsemnată, încît el se poate considera practic constant pe parcursul procesului de scurtcircuit şi egal cu valoarea sa iniţială.

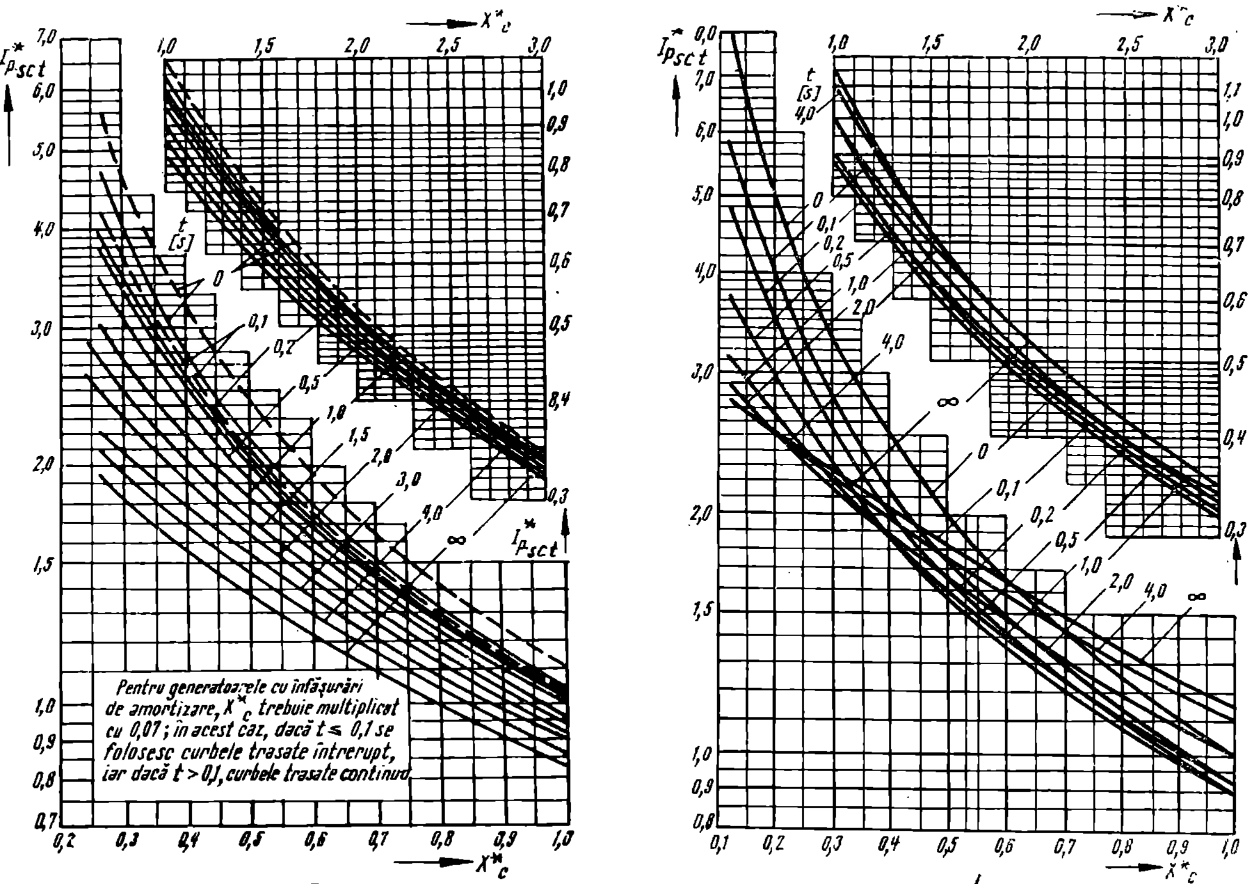


Fig. 15.11. Curbele de calcul a curentului de scurtcircuit pentru turbogeneratoare:
a — cu RAT; *b* — fără RAT.

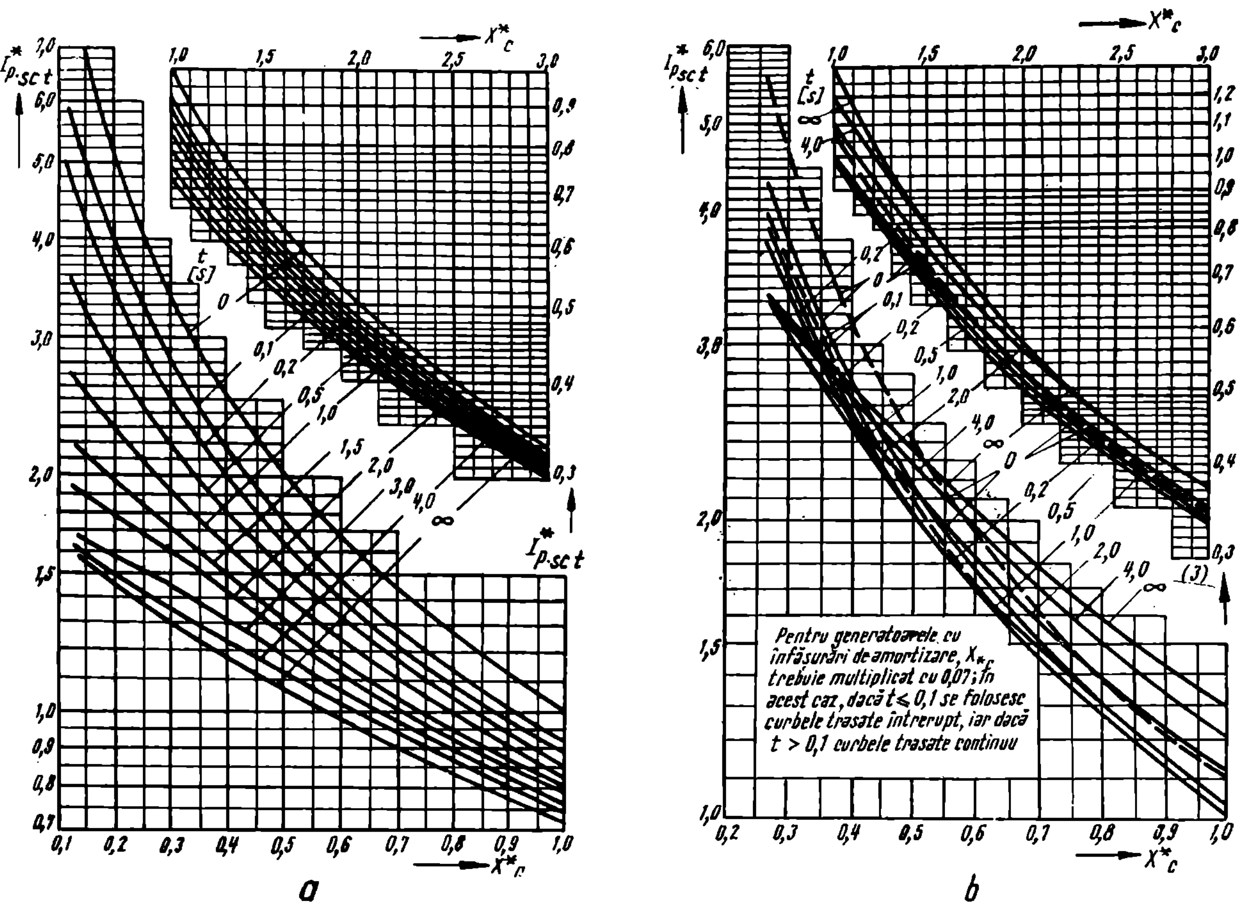


Fig. 15.12. Curbele de calcul a curentului de scurtcircuit pentru hidrogeneratoare:
a – cu RAT; *b* – fără RAT.

Din analiza figurilor 15.11 şi 15.12 se constată că pentru $X_c^* > 1$, diferenţa dintre tipurile de generatoare este neînsemnată şi curbele aproape coincid. Întretăierea lor, mai ales în domeniul reactanţelor de calcul mici, este o consecinţă a acţiunii reglajului automat de tensiune.

Pentru aflarea intensităţii curentului de scurtcircuit cu ajutorul curbelor de calcul, se recomandă următoarea succesiune de efectuare a calculului.

a. Se întocmeşte schema echivalentă a sistemului dat, în care generatoarele se introduc prin reactanţele lor supratranzitorii; sarcinile nu se iau în consideraţie, cu excepţia compensatoarelor sincrone şi a motoarelor asincrone mari, aflate în apropierea locului de scurtcircuit, care se pot reprezenta ca generatoare de putere egală.

b. Folosind diferite transfigurări ale schemei iniţiale, se găseşte reactanţa echivalentă în raport cu locul de scurtcircuit, corespunzătoare celei mai simple scheme finale.

c. Se determină reactanţa de calcul X_c^* în unităţi relative pentru puterea nominală totală a generatoarelor: $S_N = S_{N1} + S_{N2} + \ldots + S_{Nm}$, care participă la alimentarea scurtcircuitului, cu ajutorul relaţiei:

$$X_c^* = X_b^* \cdot \frac{S_N}{S_b}. \qquad (15.34)$$

d. Pe diagramele din figurile 15.11 şi 15.12 se ia în abscisă valoarea reactanţei de calcul şi se trasează o verticală, care intersectează curbele în punctele de ordonate corespunzătoare valorilor efective ale componentei periodice a curentului de scurtcircuit I_{psct}^*, la diferite momente: $t = 0$ s; $t = 0{,}1$ s; $t = 0{,}2$ s ... $t = \infty$.

Valoarea căutată a componentei periodice a curentului de scurtcircuit pentru fiecare moment este:

$$I_{psct} = I_{psct}^* \cdot I_N = I_{psct}^* \frac{S_N}{\sqrt{3}U_{med}}, \qquad (15.35)$$

în care curentul nominal al generatoarelor este raportat la tensiunea medie, U_{med}, corespunzătoare treptei de tensiune unde se consideră scurtcircuitul.

Dacă reactanţa de calcul este mai mare decît 3, scurtcircuitul este departe de sursa generatoare şi componenta periodică se calculează cu relaţia:

$$I_{psc} = \frac{I_N}{X_c^*} = \frac{I_b}{X_b^*}. \qquad (15.36)$$

e. Deoarece pentru aceleaşi condiţii de bază valorile relative ale curentului şi ale puterii de scurtcircuit coincid, curbele de calcul permit, în acelaşi timp, determinarea puterilor relative de scurtcircuit la diferite momente ($I_{psct}^* = S_{sct}^*$), iar relaţiile (15.35) şi (15.36) îşi menţin valabilitatea.

Observaţii. *1.* Calculul considerat la punctele *a-e* a presupus un generator echivalent şi o variaţie comună a curentului de scurtcircuit pentru toate generatoarele care au compus schema echivalentă unică. El conduce la condiţii medii pentru generatorul unic, apropiate de cele în care se găsesc generatoarele cele mai mari. Însă, puterea unui generator nu indică şi contribuţia acestuia la valoarea curentului de scurtcircuit. Dacă un generator puternic este foarte îndepărtat de locul de scurtcircuit, participarea sa la

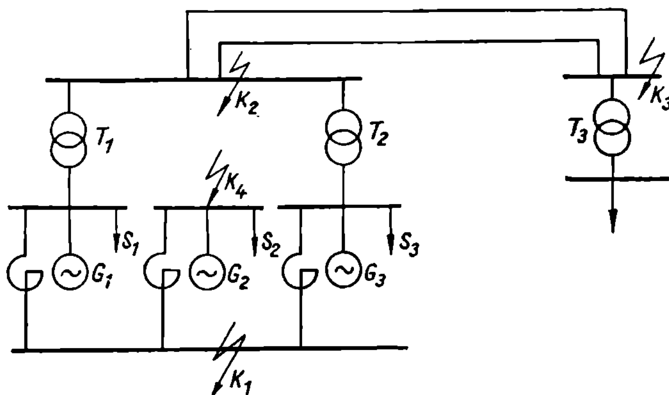


Fig. 15.13. Schema electrică a unui sistem redus la o sursă unică pentru anumite cazuri de scurtcircuit.

curentul de scurtcircuit poate fi mult mai redusă decît a unui generator de putere mică care se află situat în apropierea locului de scurtcircuit. Prin urmare, variația reală a curentului de scurtcircuit este influențată, în principal, de variația curentului generatorului situat cel mai aproape de locul de defect, fapt care nu se oglindește în suficientă măsură în calculul după regula variației comune.

Pentru a putea utiliza metoda curbelor de calcul cu precizie satisfăcătoare, cînd distanțele surselor sînt mult diferite față de locul de scurtcircuit, se calculează separat participarea fiecărei surse la curentul de defect. În cazul unei rețele ca cea dată în figura 15.13, scurtcircuitată în punctul K_1, de exemplu, se poate constata că reducerea schemei la o sursă echivalentă unică se face fără a comite erori, deoarece toate generatoarele se află în condiții similare care corespund, în particular, cu condițiile pentru care au fost construite curbele de calcul.

Aceeași reducere la o sursă unică se poate face și cînd scurtcircuitul este situat în punctele K_2 sau K_3, cu toate că în acest caz generatorul G_2 este situat la o distanță electrică mai mare decît celelalte două. La scurtcircuit în punctul K_4, generatoarele G_1 și G_3 se află în condiții mult diferite față de generatorul G_2. În acest caz, reducerea lor la o sursă echivalentă conduce la erori în aplicarea curbelor de calcul. Aici se impune soluția mai corectă care constă în reducerea schemei la două surse echivalente și determinarea separată a curenților generatorului G_2 și ai celeilalte ramuri formată din generatoarele G_1 și G_3. Curentul de scurtcircuit va rezulta prin însumarea celor doi curenți care corespund surselor echivalente.

2. În cadrul sistemelor electrice, există, de obicei, atît turbogeneratoare, cît și hidrogeneratoare. În acest caz, pentru determinarea curentului de scurtcircuit într-un punct oarecare, este necesar să se reducă sistemul la cel puțin două surse echivalente, corespunzătoare centralelor termoelectrice și respectiv, celor hidroelectrice.

3. Dacă există scurtcircuite pentru care condițiile electrice sînt mult diferite și sistemul are atît centrale hidro, cît și termoelectrice, atunci schema echivalentă poate fi redusă la mai multe surse generatoare independente între ele. În acest caz se determină pentru fiecare dintre acestea reactanța de calcul,

raportată la puterea nominală totală a generatoarelor ramurii date, şi corespunzător, după curbele de calcul respective, pentru momentul t care interesează, valorile curenţilor relativi $I^*_{p_{sc\,t_1}}$, $I^*_{p_{sc\,t_2}}$...; componenta periodică a curentului de scurtcircuit căutată la locul de defect va fi:

$$I_{p_{sc\,t}} = I^*_{p_{sc\,t_1}} \cdot I_{N_1} + \dots + I^*_{p_{sc\,t_k}} \cdot I_{N_k}, \tag{15.37}$$

unde:

$$I_{N_k} = \frac{S_{N_k}}{\sqrt{3}U_{med}},$$

reprezintă curenţii nominali ai diferitelor ramuri generatoare, raportaţi la tensiunea U_{med}, corespunzătoare sectorului de reţea în care s-a produs scurtcircuitul.

4. Dacă în sistem există şi surse de putere infinită, acestea trebuie considerate în mod necesar într-o ramură independentă, pentru care curentul se poate determina cu relaţia (15.31), ţinînd seama de reactanţa relativă a acesteia. Valoarea curentului se consideră constantă în tot timpul procesului de scurtcircuit.

Aplicaţia 15.2. Să se determine curenţii de scurtcircuit trifazat în punctul K pentru sistemul prezentat în figura 15.14, la momentele $t = 0$ s; $t = 0{,}1$ s; $t = 0{,}2$ s şi $t = \infty$. Centrala electrică este echipată cu turbogeneratoare de 100 MW, prevăzute cu regulatoare automate de tensiune. Sistemul la care se conectează bara de 110 kV a liniei cu dublu circuit, este reprezentat prin puterea sa de scurtcircuit egală cu 500 MVA, fiind considerat de putere infinită.

REZOLVARE

a. Determinarea reactanţelor relative şi a reactanţelor de calcul.

Se alege puterea de bază $S_b = 100$ MVA şi tensiunea de bază $U_b = 115$ kV şi se determină:

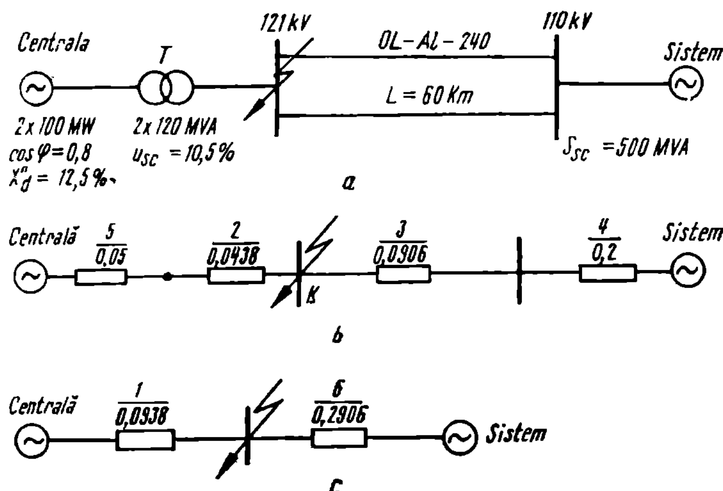


Fig. 15.14. Sistem electric avariat de un scurtcircuit.

— reactanța relativă totală a generatoarelor:

$$X_g^* = X_1 = 0{,}125 \cdot \frac{100}{200} \cdot 0{,}8 = 0{,}05;$$

— reactanța relativă totală a transformatoarelor:

$$X_t^* = X_2 = 0{,}105 \cdot \frac{100}{2 \cdot 120} = 0{,}0438;$$

— reactanța totală a liniei:

$$X_L = X_3 = \frac{0{,}4 \cdot 60}{2} \cdot \frac{100}{115^2} = 0{,}0906;$$

— reactanța sistemului:

$$X_s = X_4 = \frac{S_b}{S_{sc}} = \frac{100}{500} = 0{,}2.$$

Cu aceste valori se întocmesc schemele echivalente din figurile 15.14, *b* și 15.14, *c*, în care:

$$X_5 = X_1 + X_2 = 0{,}05 + 0{,}0438 = 0{,}0938;$$

$$X_6 = X_3 + X_4 = 0{,}0906 + 0{,}2 = 0{,}2906.$$

Reactanța de calcul a centralei corespunzătoare punctului de scurtcircuit este:

$$X_c^* = X_5 \frac{S_n}{S_b} = 0{,}0938 \frac{200}{100} = 0{,}1876.$$

Sistemul fiind de putere infinită va fi considerat independent, în ramura din dreapta a schemei echivalente din figura 15.14, *c*, pentru care intensitatea curentului, constantă în tot timpul procesului de scurtcircuit, se calculează cu relația (15.31).

b. Determinarea curentului de scurtcircuit.

Folosind curbele de calcul pentru turbogeneratoare prevăzute cu regulatoare automate de tensiune, se determină componentele periodice ale curentului de scurtcircuit la momentele $t = 0$ s; $t = 0{,}1$ s; $t = 0{,}2$ s și $t = \infty$ după cum urmează:

$$I_0^* = 5{,}2; \quad I_{0,1}^* = 4{,}15; \quad I_{0,2}^* = 3{,}6; \quad I_\infty^* = 2{,}55$$

sau în unități absolute:

$$I_0 = 5{,}2 \cdot 1{,}26 = 6{,}55 \text{ kA}; \; I_{0,1} = 4{,}15 \cdot 1{,}26 = 5{,}23 \text{ kA};$$

$$I_{0,2} = 3{,}6 \cdot 1{,}26 = 4{,}54 \text{ kA}; \; I_\infty = 2{,}55 \cdot 1{,}26 = 3{,}21 \text{ kA};$$

— pentru sistem:

$$I = I_\infty = \frac{I_b}{X_6} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 0{,}2906} = 17{,}25 \text{ kA}.$$

Curentul de scurtcircuit trifazat în punctul K la diferite momente, rezultă din sumarea curenților calculați, avînd valorile:

$$I_0 = 23{,}8 \text{ kA}; \; I_{0,1} = 22{,}48 \text{ kA}; \; I_{0,2} = 21{,}79 \text{ kA}; \; I_\infty = 20{,}46 \text{ kA}.$$

Curentul de şoc (amplitudinea) la scurtcircuit este:

$$i_{şoc} = 2{,}55 \cdot I_0 = 2{,}55 \cdot 23{,}80 = 60{,}6 \text{ kA},$$

iar valoarea efectivă a acestuia:

$$I_{şoc} = 1{,}52 \cdot I_0 = 1{,}52 \cdot 23{,}80 = 36{,}2 \text{ kA}.$$

Cu aceleaşi curbe se pot determina şi puterile de scurtcircuit pentru timpii ceruți, acestea fiind totdeauna proporționale cu curenții de scurtcircuit, prin intermediul unui factor constant.

Rezultă:

— pentru centrală:

$$S_0 = 5{,}2 \cdot 250 = 1\,300 \text{ MVA}; \quad S_{0,1} = 4{,}15 \cdot 250 = 1\,040 \text{ MVA};$$

$$S_{0,2} = 3{,}6 \cdot 250 = 900 \text{ MVA}; \quad S_\infty = 2{,}55 \cdot 250 = 640 \text{ MVA},$$

în care s-a considerat puterea nominală $S_n = \frac{200}{0{,}8} = 250$ MVA;

— pentru sistem:

$$S_{sist} = S_\infty = \frac{S_b}{X_6} = \frac{100}{0{,}2906} = 344 \text{ MVA}.$$

Puterea de scurtcircuit trifazat în punctul K, la diferite momente are valorile:

$$S_0 = 1\,644 \text{ MVA}; \quad S_{0,1} = 1\,384 \text{ MVA};$$

$$S_{0,2} = 1\,244 \text{ MVA}; \quad S_\infty = 984 \text{ MVA}.$$

Din acest exemplu reiese că contribuția centralei la valoarea puterii de scurtcircuit trifazat în punctul K este mult mai mare decît a sistemului, ca urmare a apropierii de locul de defect.

15.3. Scurtcircuite nesimetrice

15.3.1. Elemente specifice ale scurtcircuitelor nesimetrice. În regimul de funcționare normală ca şi în cazul scurtcircuitului trifazat, pentru efectuarea calculelor se poate utiliza o singură fază a rețelei trifazate simetrice, deoarece caracteristicile fazelor rețelei sînt egale între ele şi fenomenele în fiecare fază se produc în mod identic, însă defazate în timp cu 120°. În cazul scurtcircuitelor nesimetrice, impedanțele fazelor nemaifiind egale între ele, fenomenele în fiecare fază se produc în mod diferit. Ceea ce rămîne neschimbat față de situația normală este sistemul de tensiuni electromotoare produs de generatoarele din centrale, care şi într-un regim nesimetric al rețelei constituie un sistem simetric, adică cei trei fazori ai tensiunii electromotoare sînt egali între

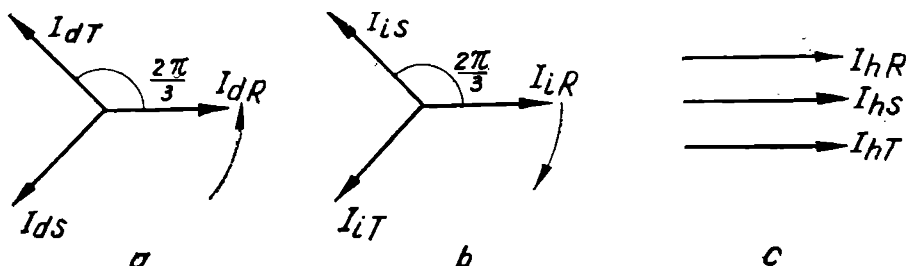


Fig. 15.15. Componentele simetrice.

ei și defazați cu 120° unul față de celălalt. Acest sistem de tensiuni aplicat unei rețele cu impedanțele fazelor dezechilibrate conduce la apariția în rețea a unui sistem de curenți nesimetric, adică cei trei curenți nu mai sînt egali între ei și defazajul dintre ei diferă de 120°.

Studierea unui regim nesimetric se face, așa cum se cunoaște din electrotehnică, utilizînd *metoda componentelor simetrice*, conform căreia un sistem de curenți sau de tensiuni nesimetric se poate descompune în trei sisteme simetrice de curenți, respectiv de tensiuni, și anume: un sistem direct *d* sau de succesiune directă (fig. 15.15, *a*), un sistem invers *i* sau de succesiune inversă (fig. 15.15, *b*) și un sistem homopolar *h* sau de succesiune homopolară (fig. 15.15, *c*) cu proprietățile cunoscute din electrotehnică.

Pentru calculul curentului real din fiecare fază se iau în considerare componenta corespunzătoare din fiecare sistem, direct, invers și homopolar, și anume:

$$\underline{I}_R = \underline{I}_{hR} + \underline{I}_{dR} + \underline{I}_{iR}; \quad \underline{I}_S = \underline{I}_{hS} + \mathrm{a}^2\underline{I}_{dS} + \mathrm{a}\underline{I}_{iS};$$
$$\underline{I}_T = \underline{I}_{hT} + \mathrm{a}\underline{I}_{dT} + \mathrm{a}^2\underline{I}_{iT}. \tag{15.38}$$

Dacă se cunoaște sistemul de curenți nesimetric $\underline{I}_R$, $\underline{I}_S$, $\underline{I}_T$, plecînd de la relațiile (15.38) se pot determina componentele simetrice ale curenților respectivi:

$$\underline{I}_{hR} = \frac{1}{3}(\underline{I}_R + \underline{I}_S + \underline{I}_T); \quad \underline{I}_{dR} = \frac{1}{3}(\underline{I}_R + \mathrm{a}\underline{I}_S + \mathrm{a}^2\underline{I}_T);$$

$$\underline{I}_{iR} = \frac{1}{3}(\underline{I}_R + \mathrm{a}^2\underline{I}_S + \mathrm{a}\underline{I}_T), \tag{15.39}$$

unde: $\mathrm{a} = \cos 120° + \mathrm{j}\sin 120° = -\frac{1}{2} + \mathrm{j}\frac{3}{2}$, este *operatorul lui Fortesque*, care satisface relația $1 + \mathrm{a} + \mathrm{a}^2 = 0$.

Întrucît în fiecare fază a rețelelor parcurse de curenții de scurtcircuit, în cazul unor scurtcircuite nesimetrice pot circula curenți de succesiune directă, inversă și homopolară, rezultă că, în fiecare fază, acestor componente ale curenților li se opune o impedanță: Z_d — componentei directe, o impedanță Z_i, — componentei inverse și o impedanță Z_h — componentei homopolare.

Dintre cele două componente reală și imaginară ale impedanțelor Z_d, Z_i și Z_h, componentele imaginare, respectiv reactanțele au ponderea cea mai mare ca valoare. În acest fel, în calculele obișnuite se utilizează, în general,

numai reactanțele, și anume: reactanța directă x_d, reactanța inversă x_i și reactanța homopolară x_h a fiecărui element parcurs de curentul de succesiune respectivă. Eroarea care se introduce este neglijabilă și este în același timp acoperitoare, deoarece reactanțele fiind mai mici decît impedanțele, curenții de scurtcircuit care se obțin vor fi ceva mai mari decît cei reali.

15.3.2. Parametrii elementelor rețelei în schemele echivalente. Prin utilizarea componentelor simetrice, în cazul scurtcircuitelor nesimetrice, se obțin trei stări simetrice, corespunzătoare sistemului direct, invers și homopolar de curenți și deci, examinarea acestor defecte se poate face pe o singură fază, dar pentru fiecare din cele trei rețele. Întrucît curenții de secvență homopolară apar numai în cazul scurtcircuitelor nesimetrice în care există și legătură la pămînt, rețeaua homopolară intervine numai în aceste cazuri. În fiecare din cele trei rețele elementele componente (generatoare, transformatoare, linii etc.) sînt reprezentate prin schemele lor echivalente corespunzătoare componentei simetrice a curentului de care sînt parcurse.

Astfel, schema echivalentă a rețelei de succesiune directă este formată din reactanțele directe ale tuturor elementelor rețelei parcurse de curenții de scurtcircuit și corespund celor utilizate în subcapitolul 15.2 la calculul curenților de scurtcircuit trifazat.

Schema echivalentă a rețelei de succesiune inversă cuprinde reactanțele inverse ale tuturor elementelor rețelei parcurse de curenții de scurtcircuit de succesiune inversă. Aceste elemente (generatoare, transformatoare etc.) sînt, în general, aceleași ca în rețeaua directă. În ceea ce privește valorile reactanțelor inverse, se precizează că elementele care nu au cuplaje magnetice (de ex. linii) sau au cuplaje magnetice între circuite imobile unul față de altul (transformatoare) au reactanțele inverse egale cu cele directe.

Astfel:

$$X_i = X_d \text{— pentru linii;}$$
$$X_{iT} = X_{dT} \text{ — pentru transformatoare.} \quad (15.40)$$

În cazul generatoarelor care au circuitele cuplate magnetic mobile între ele (rotorul față de stator), fluxul magnetic produs de curenții de succesiune inversă se rotește în raport cu rotorul cu o viteză dublă și întîlnește un circuit cu reluctanță diferită față de cel al fluxului produs de curenții de succesiune directă și, în consecință, reactanța de succesiune inversă nu este egală cu cea de succesiune directă, și anume este mai mare decît aceasta. Ca valoare aproximativă se poate considera:

$$X_{ig} \approx 1{,}22\, X_d'', \quad (15.40)$$

iar în calcule, pentru simplificare, se poate admite:

$$X_{ig} = X_d'', \quad (15.41)$$

aproximație admisibilă datorită diferenței mici dintre cele două valori, iar rezultatele care se obțin sînt acoperitoare, curentul de scurtcircuit rezultat fiind puțin mai mare decît cel real. În acest fel rezultă că schema echivalentă de succesiune inversă se poate considera identică cu cea directă, cu deosebirea că la schema directă nu mai apar tensiunile electromotoare ale generatoarelor,

care se introduc numai în schema directă, întrucît generatoarele produc numai sistemul de tensiuni electromotoare direct.

Configurația și structura schemei echivalente de succesiune homopolară depind atît de caracteristicile liniilor electrice, cît mai ales de modul de tratare al neutrului rețelei, respectiv de numărul și tipul transformatoarelor cu neutrul legat direct la pămînt.

Pentru determinarea reactanței homopolare a unei linii aeriene trebuie să se țină seama de specificul curentului homopolar, care se întoarce prin pămînt și prin circuitele legate la pămînt, dispuse paralel cu linia (conductoarele de protecție legate la pămînt, șinele de cale ferată existente de-a lungul liniei etc.). Întrucît suma curenților homopolari în linie nu este zero, fluxul magnetic produs induce în circuitele din apropierea liniei de felul celor menționate mai sus, tensiuni electromotoare care produc în aceste circuite curenți de compensație. Astfel, impedanța homopolară a liniei diferă de cea directă și inversă a acesteia. Determinarea exactă a reactanței homopolare este îngreunată datorită aspectului complex pe care-l prezintă distribuția curenților homopolari în pămînt. Pentru calculul inductivității liniei, considerată drept un conductor, și pămînt se consideră un conductor de întoarcere echivalent prin pămînt la o adîncime care după Carson se obține cu expresia:

$$D_p = \frac{2,085}{\sqrt{f \cdot \lambda \cdot 10^{-9}}} \cdot 10^{-3}\,[\text{m}] \qquad (15.42)$$

în care:

f reprezintă frecvența curentului, în [Hz];

λ — conductivitatea pămîntului, în $\left[\frac{1}{\Omega \cdot \text{cm}}\right]$.

Cînd lipsesc date despre conductivitatea pămîntului se ia pentru D_p o valoare medie egală cu 1 000 m, iar reactanța circuitului „linie-pămînt", neglijînd înălțimea liniei deasupra solului față de D_p, se calculează cu formula:

$$X_p = 0,145 \lg \frac{D_p}{r_e}\,[\Omega/\text{km}], \qquad (15.43)$$

unde r_e este raza echivalentă a conductorului liniei, care pentru conductoarele funie de oțel-aluminiu este egală cu 0,95 r (r — raza reală a conductorului).

La liniile cu conductoare jumelate în locul mărimii r_e se introduce raza medie geometrică:

$$r_{med} = \sqrt[n]{r_e \cdot a_{med}^{n-1} \cdot n}, \qquad (15.44)$$

unde:

n este numărul de conductoare ale unei faze;

a_{med} — distanța medie geometrică între conductoarele unei faze.

La o linie trifazată cu un singur circuit, cu cicluri complete de transpunere a conductoarelor, se stabilește reactanța corespunzătoare inducției mutuale folosind relația:

$$X_m = 0,145 \cdot \lg \frac{D_p}{D_{med}}\,[\Omega/\text{km}] \qquad (15.45)$$

în care D_{med} este distanţa medie geometrică între conductoarele fazelor R, S, T $(D_{med} = \sqrt[3]{d_{RS}d_{ST}d_{TR}})$.

Ţinînd seama de specificul curenţilor homopolari (egali şi în fază în cele trei conductoare), rezultă că inducţia mutuală a două faze în cea de-a treia este egală şi de acelaşi sens, deci reactanţa homopolară a unei faze a liniei cu simplu circuit este:

$$X_h^I = X_p + 2X_m, \tag{15.46}$$

sau considerînd expresiile (15.17) şi (15.19) şi efectuînd unele transformări, se obţine:

$$X_h^I = 0{,}435 \lg \frac{D_p}{\sqrt[3]{r_e \cdot D_{med}^2}} [\Omega/\text{km}]. \tag{15.47}$$

Reactanţa de succesiune homopolară a fiecărui circuit al unei linii cu dublu circuit se măreşte suplimentar (cînd curenţii homopolari trec în acelaşi sens prin ambele circuite), datorită inducţiei mutuale dintre conductoarele circuitelor paralele. Calculul reactanţei homopolare de inducţie mutuală în acest caz se face cu expresia (15.45), care trebuie mărită de trei ori, datorită conductoarelor circuitului al doilea, iar D_{med} devine $D_m{}^{I-II}$ egal cu:

$$D_m^{I-II} = \sqrt[9]{d_{RR'} \cdot d_{RS'} \cdot d_{RT'} \cdot d_{SR'} \cdot d_{SS'} \cdot d_{ST'} \cdot d_{TR'} \cdot d_{TS'} \cdot d_{TT'}}.$$

Astfel:

$$X_h^{I-II} = 0{,}435 \lg \frac{D_p}{D_m^{I-II}}. \tag{15.48}$$

Deci, reactanţa de succesiune homopolară X_h^{II} a unei linii duble, în cazul circuitelor neidentice, se determină din schema echivalentă cunoscută pentru două circuite cuplate magnetic.

Dacă cele două circuite sînt identice şi funcţionează în paralel:

$$X_h^I = X_h^{II} = X_h;$$

din schema echivalentă rezultă:

$$X_h^{II} = 0{,}5(X_h + X_h^{I-II}). \tag{15.49}$$

Dacă o linie aeriană cu simplu sau cu dublu circuit are unul sau două conductoare de protecţie din oţel sau oţel-aluminiu, acestea fiind legate direct la pămînt, influenţează asupra reactanţei homopolare a liniei. Aceste conductoare reprezintă de fapt înfăşurarea secundară în scurtcircuit a unui transfor-

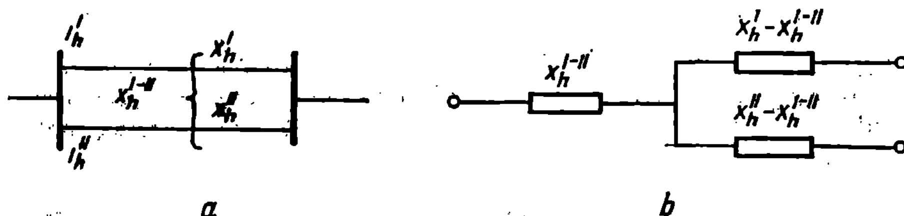


Fig. 15.16. Schema echivalentă a reactanţei homopolare pentru o linie cu dublu circuit.

mator în aer, al cărui primar îl constituie conductoarele active ale liniei. Prezența conductoarelor de protecție conduce la reducerea reactanței homopolare a liniei, și anume într-o măsură mai mică în cazul conductoarelor de protecție din oțel și în măsură mai mare în cazul conductoarelor de oțel-aluminiu.

În general, reactanța homopolară a unei linii aeriene X_{hl} se exprimă printr-un multiplu al reactanței directe, respectiv X_{hl}/X_{dl} și are următoarele valori:

	X_{hl}/X_{dl}
— linie cu simplu circuit fără conductor de protecție	3,5
— linie cu simplu circuit cu conductoare de protecție din oțel	3
— linie cu simplu circuit cu conductoare de protecție din oțel-aluminiu	2
— linie cu dublu circuit fără conductoare de protecție	5,5
— linie cu dublu circuit cu conductoare de protecție din oțel	4,7
— linie cu dublu circuit cu conductoare de protecție din oțel-aluminiu	3

În cazul cablurilor trifazate, pentru calcule, se poate lua reactanța homopolară

$$X_{hc} = (3{,}5 - 4{,}6)X_{dc}. \tag{15.50}$$

Reactanța de succesiune homopolară a transformatoarelor este determinată în principiu de construcția și schema de conexiune a înfășurărilor. Transformatorul poate avea reactanța homopolară practic infinită, dacă înfășurările sînt conectate în triunghi sau în stea cu neutrul izolat, sau poate avea o valoare finită dacă neutrele înfășurărilor în stea sînt legate direct la pămînt.

Dacă ne referim la transformatorul cu conexiunea stea-triunghi, cel mai des folosit în stațiile de transformare (fig. 15.17) se constată că, doar pe partea stelei, care de obicei este la înaltă tensiune, apare un sistem de curenți homopolari a căror sumă este $3I_h$; în cazul că neutrul transformatorului nu este legat la pămînt (fig. 15.17, *a*) nu este asigurată continuitatea circuitului și

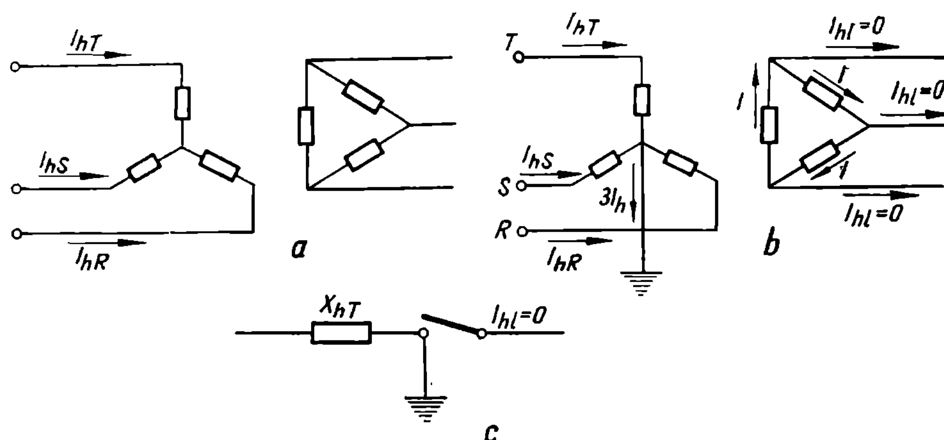


Fig. 15.17. Reactanța homopolară a transformatoarelor cu conexiune stea-triunghi.

întrucît suma lor nu poate fi zero, rezultă că $I_{hR} = I_{hS} = I_{hT} = 0$. În concluzie, reactanţa homopolară a unui transformator cu conexiunea stea-triunghi, cu neutrul izolat, este infinită.

Considerînd însă că neutrul înfăşurării în stea este legat direct la pămînt, se creează posibilitatea continuităţii circuitului celor trei curenţi homopolari care circulă prin înfăşurări şi prin legătura la pămînt, respectiv $3I_h$ (fig. 15.17, *b*).

Curenţii din cele trei înfăşurări ale stelei, egali între ei şi în fază, vor induce în cele trei miezuri ale transformatorului fluxuri cu aceleaşi caracteristici, iar acestea induc în înfăşurările secundare curenţi similari (fig. 15.17, *b*). Înfăşurările secundare fiind conectate în triunghi şi fiecare latură (înfăşurare) fiind parcursă de curenţi egali şi în fază, aplicînd teorema I a lui Kirchhoff la fiecare din nodurile *1*, *2*, *3* se constată că $I_{hl} = 0$, adică curenţii de natură homopolară se închid numai în triunghiul înfăşurărilor şi nu ies în reţeaua racordată la aceste înfăşurări.

Reactanţa homopolară a acestui transformator, corespunzătoare fluxului de scăpări produs de curentul homopolar, nu se deosebeşte, practic, de cazul cînd înfăşurările în stea şi în triunghi sînt parcurse de un sistem de curenţi direct sau invers. Rezultă, deci, că reactanţa homopolară a unui transformator cu două înfăşurări cu conexiunea stea-triunghi cu neutrul legat direct la pămînt este egală cu reactanţa directă şi cu cea inversă, adică:

$$X_{hT} = X_{dT} = X_{iT}.$$

Reprezentarea ei este identică, cu deosebirea că pe partea triunghiului este legată la pămînt (fig. 15.17, *c*), ceea ce reprezintă faptul că întregul transformator este parcurs de curenţi homopolari (fig. 15.17, *b*), care au circuitul asigurat mai departe prin pămînt, iar linia este deschisă, adică impedanţa homopolară în această direcţie este infinită, curentul I_{hl} fiind zero.

Se precizează că s-a neglijat curentul de magnetizare de succesiune homopolară, considerîndu-se reactanţa corespunzătoare $X_{\mu h} \approx \infty$. Aceeaşi ipoteză se face şi în continuare.

Pentru transformatoarele cu conexiune Y_0y_0 (fig. 15.18, *a*) se presupune că pe partea înfăşurării *II* mai există cel puţin un neutru legat direct la pămînt (reprezentat punctat). Pentru conexiunea Y_0y (fig. 15.18, *b*) reactanţa homopolară este practic infinită, deoarece $X_{\mu h} \approx \infty$.

La transformatoarele cu trei înfăşurări una dintre acestea este de obicei conectată în triunghi (fig. 15.18, *c*, *d*, *e*), iar schemele echivalente homopolare se realizează după aceleaşi principii ca şi la transformatoarele cu două înfăşurări (fig. 15.18).

În cazul autotransformatoarelor trebuie ţinut seama că înfăşurările acestora sînt cuplate între ele nu numai magnetic ci şi galvanic, iar circulaţia curenţilor homopolari prezintă unele particularităţi. Astfel, chiar dacă neutrul autotransformatorului este izolat, în înfăşurările acestuia pot circula curenţi homopolari. Atunci cînd are neutrul legat direct la pămînt şi acesta este practic cazul general, schema echivalentă de succesiune homopolară este identică cu cea a unui transformator, de acelaşi tip.

Astfel, dacă autotransformatorul nu are înfăşurare terţiară, iar pe partea secundară se asigură o cale de întoarcere a curenţilor homopolari, schema sa echivalentă (fig. 15.19, *a*) este reprezentată prin reactanţa de scăpări totală.

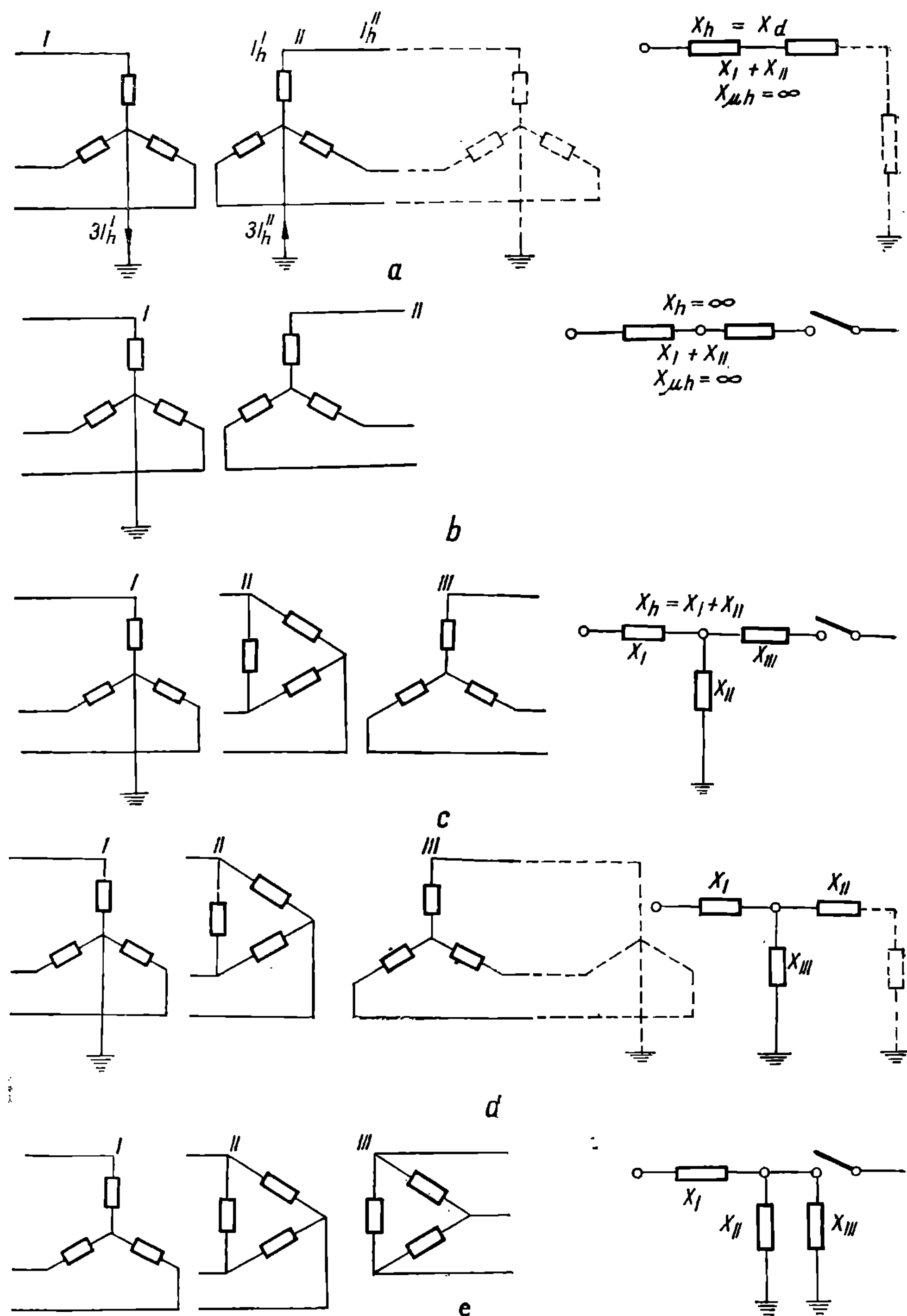


Fig. 15.18. Scheme echivalente de succesiune homopolară ale transformatoarelor cu două și trei înfășurări.

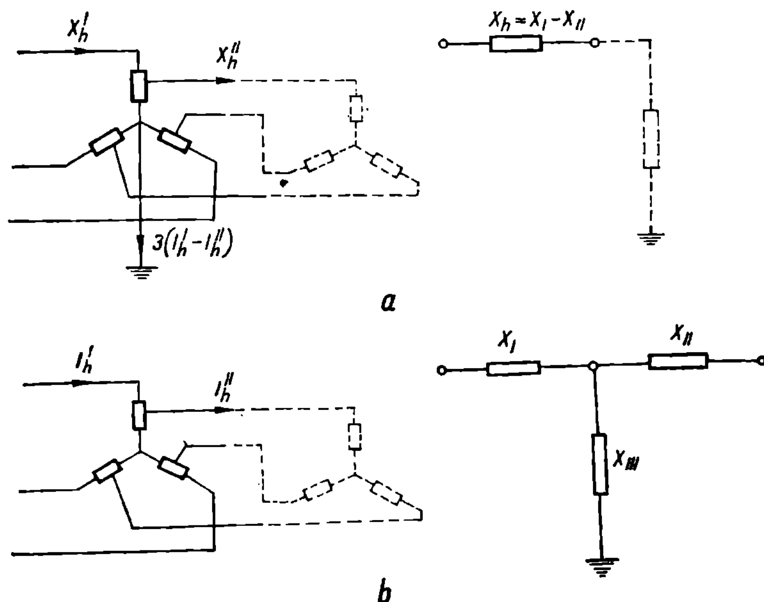


Fig. 15.19. Scheme echivalente de succesiuue homopolară ale autotransformatoarelor.

Dacă are înfăşurare terţiară conectată în triunghi, schema echivalentă are aceeaşi formă ca cea a unui transformator cu trei înfăşurări cu conexiuni similare (fig. 15.19, *b*).

Pentru a obţine valoarea curentului care circulă spre pămînt din schema homopolară a autotransformatorului, trebuie să se considere sensurile curenţilor din ambele înfăşurări. Astfel, curentul spre pămînt este egal cu de trei ori valoarea diferenţei curenţilor homopolari din înfăşurarea primară şi cea secundară, respectiv $I_p = 3(I_h^I - I_h^{II})$, fiecare curent fiind raportat la treapta de tensiune corespunzătoare şi nu la treapta unică la care s-a raportat schema echivalentă.

În legătură cu reactanţa homopolară a generatoarelor se menţionează că aceasta este foarte mică:

$$X_{hg} = (0,15 - 0,6)X_d'',$$

dar practic niciodată nu apare în schema de succesiune homopolară a reţelei, deoarece generatoarele sînt racordate la reţea prin înfăşurările în triunghi ale transformatoarelor care le izolează de restul schemei homopolare a reţelei.

15.3.3. Schemele echivalente ale reţelelor electrice pentru diferite succesiuni. Schemele echivalente de succesiune directă, inversă şi homopolară ale unei reţele pentru calculul curenţilor de scurtcircuit se realizează plecînd de la schema electrică de principiu a acesteia, în care fiecare element component al acesteia se înlocuieşte prin reactanţa de succesiune corespunzătoare. Ca exemplu, se consideră în figura 15.20, *a* schema electrică de principiu pentru un sector dintr-un sistem energetic format din centrala electrică *A* echipată

cu trei generatoare debitînd pe bare comune și prin două transformatoare și linia cu dublu circuit L_1 pe barele stației S, echipată cu două transformatoare coborîtoare. Pe aceleași bare ale stației S debitează prin linia cu simplu circuit L_2 și centrala B echipată cu două generatoare racordate bloc la două transformatoare. Toate transformatoarele au conexiunile stea-triunghi și au neutrele legate la pămînt astfel: cîte unul în centrala A și în stația S și ambele în centrala B.

Plecînd de la această schemă electrică de principiu se pot stabili schemele echivalente inițiale pentru fiecare succesiune.

Schema echivalentă inițială pentru succesiunea directă se stabilește înlocuind fiecare element component din schema electrică de principiu prin reactanțele lor directe, calculate fie în ohmi raportate la o tensiune de referință, fie în unități relative, raportate la o putere de bază (v. subcap. 15.2).

Astfel, fiecare generator se reprezintă prin reactanța sa supratranzitorie X_d'', în spatele căreia se aplică tensiunea electromotoare E_d''; liniile și transformatoarele se înlocuiesc prin reactanțele lor directe, obținîndu-se schema din figura 15.20, *b*.

Schema echivalentă inițială pentru succesiunea inversă poate fi considerată identică cu cea directă, cu excepția tensiunilor electromotoare E_d'' care lipsesc din schema inversă, deoarece așa cum s-a menționat mai sus, liniile și transformatoarele au $X_i = X_d$, iar pentru generatoare se poate considera $X_i = X_d''$ (fig. 15.20, *b* — mărimile din paranteze).

Schema echivalentă inițială de succesiune homopolară conține reactanțele homopolare ale liniilor, iar pentru transformatoare numai pe ale celor care au neutrul legat direct la pămînt, deoarece cele cu neutrul izolat au reactanța homopolară infinită. Astfel, linia L_1 avînd dublu circuit are reactanța homopolară $X_{hL_1} = 5{,}5\frac{X_{dL_1}}{2}$ (X_{dL_1} este reactanța directă a unei faze pentru linia cu simplu circuit) (fig. 15.20, *c*), iar linia L_2 cu simplu circuit are $X_{hL_2} = 3{,}5\,X_{dL_2}$. Transformatoarele care au neutrul legat direct la pămînt fiind de tipul stea-triunghi au reactanțele homopolare egale cu cele directe și inverse respective, adică $X_{hT} = X_{dT}$ (fig. 15.20, *c*).

Stabilirea schemelor echivalente inițiale pentru fiecare din rețelele de succesiune directă, inversă și homopolară constituie prima etapă în calculul curenților de scurtcircuit în cazul unor defecte nesimetrice. În acest sens este necesar ca fiecare din cele trei scheme echivalente inițiale să fie redusă la cîte o schemă echivalentă finală, formată din cîte o singură reactanță pentru fiecare (fig. 15.20, *d, e, f*) raportată la locul de defect *k*. Pentru această reducere se folosesc transfigurările stea-triunghi și triunghi-stea, precum și punerile în serie și în paralel ale reactanțelor. Astfel, dacă se presupune că în punctul *k* (fig. 15.15, *a*) apare un scurtcircuit nesimetric cu punere la pămînt, toate cele trei scheme echivalente inițiale trebuie reduse în raport cu acest punct, pînă se obțin trei rețele echivalente finale (fig. 15.20, *d, e, f*), ținînd seama de toate elementele parcurse de curenții de scurtcircuit.

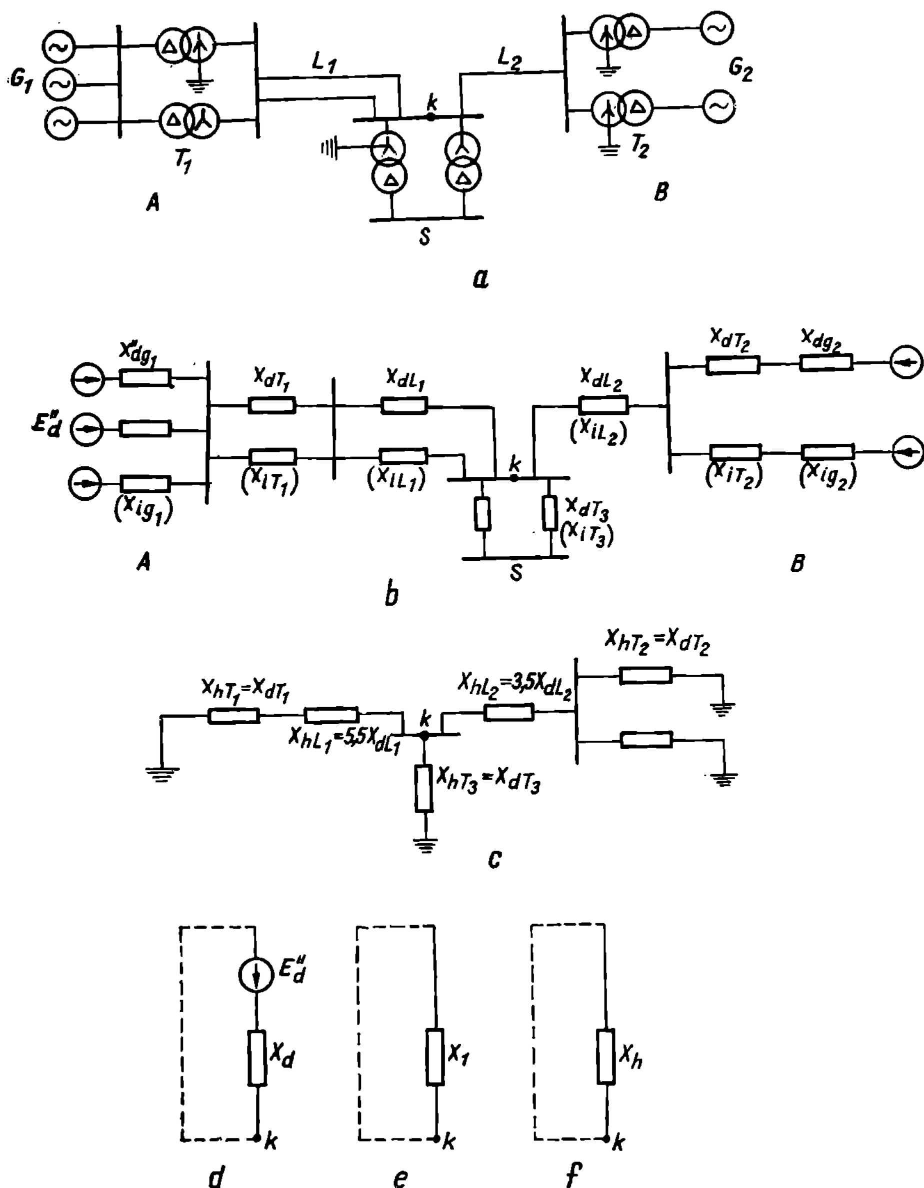


Fig. 15.20. Scheme echivalente pentru diferite succesiuni ale unei rețele electrice.

În cazul schemei directe (fig. 15.20, *b*) la centrala *A* se pot pune în paralel cele trei reactanțe X''_{dg_1}, considerînd cele trei tensiuni electromotoare E''_d egale și în fază; reactanța obținută $X_1 = \frac{X''_{dg_1}}{3}$ (fig. 15.21) se conectează în serie cu reactanța $X_2 = \frac{X_{dT_1}}{2}$ rezultată din punerea în paralel a reactanțelor

X_{dT_1} ale celor două transformatoare şi apoi în serie cu $X_3 = \frac{X_{dL_1}}{2}$, reactanţa echivalentă a celor două circuite ale liniei L_1. Se procedează similar din partea centralei B, unde se obţine reactanţa:

$$X_4 = \frac{X''_{dg_2} + X_{dT_2}}{2}$$

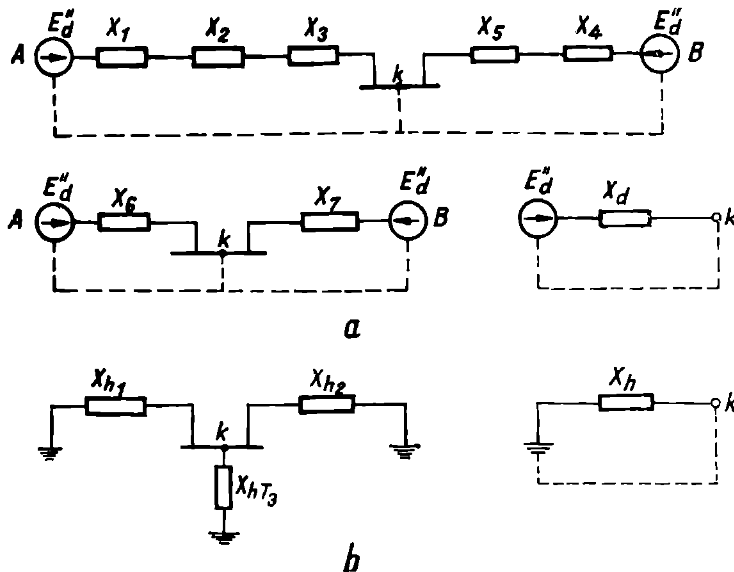


Fig. 15.21. Reducerea schemelor echivalente iniţiale.

pentru centrală, care se conectează în serie cu $X_5 = X_{dL_2}$, reactanţa liniei L_2 cu simplu circuit. Întrucît pe partea secundară a staţiei S nu există sursă, transformatoarele T_2 nu sînt parcurse de curent în cazul scurtcircuitului în k, şi deci reactanţele acestora nu apar în schema echivalentă directă.

Pentru reducerea, în continuare, a schemei directe se determină reactanţele:

$$X_6 = X_1 + X_2 + X_3; \quad X_7 = X_4 + X_5.$$

Considerînd tensiunile electromotoare ale celor două grupuri echivalente A şi B egale şi în fază, acestea pot fi puse în paralel, obţinînd astfel o singură sursă echivalentă cu tensiunea electromotoare E''_d care debitează la locul defectului prin reactanţa finală X_d rezultată din punerea în paralel a reactanţelor X_6 şi X_7.

Pentru a stabili reactanţa finală, de succesiune inversă, se pleacă de la aceeaşi schemă iniţială (fig. 15.20, *b*) la care nu se mai consideră tensiunile electromotoare şi se reduce în acelaşi mod ca şi în cazul reactanţei directe (fig. 15.21, *a*) utilizînd în calcule valorile reactanţelor inverse ale tuturor elementelor. În acest fel se obţine o reactanţă X_i ca în figura 15.20, *e*. Pentru simplificare şi fără a introduce o aproximaţie prea mare se poate considera, aşa cum s-a precizat mai sus, că $X_i = X_d$.

Reactanţa finală homopolară X_h raportată la punctul k de scurtcircuit se obţine plecînd de la schema echivalentă iniţială (fig. 15.20, *c*).

Pentru reducerea acestei scheme se pun în serie X_{hT_1} și X_{hL_1} și se obține:

$$X_{h_1} = X_{hT_1} + X_{hL_1},$$

apoi se pun în paralel cele două reactanțe X_{hT_2} rezultînd $X_{h_2} = \frac{X_{hT_2}}{2}$ după care se obține:

$$X_{h_3} = X_{h_2} + X_{hL_2},$$

(fig. 15.21, *b*). Prin punerea în paralel a celor trei reactanțe X_{h_1}, X_{h_3}, X_{hT_3} se obține reactanța finală de succesiune homopolară X_h. Se constată că în schema homopolară intervine și reactanța homopolară a unuia din cele două transformatoare T_3 ale stației *S*, avînd neutrul legat direct la pămînt și care este deci parcurs de o parte a curentului homopolar, care trece spre pămînt în locul de defect.

15.3.4. **Schemele echivalente ale scurtcircuitelor nesimetrice.** Determinarea schemelor echivalente finale pentru succesiunile directă, inversă și homopolară constituie o etapă în calculul curenților în cazul unor scurtcircuite nesimetrice, întrucît în funcție de tipul scurtcircuitului reactanțele finale X_d, X_i și X_h (fig. 15.20, *d, e, f*) sînt conectate diferit între ele.

— *Scurtcircuitul monofazat.* Acest tip de scurtcircuit constă în apariția unei legături accidentale, cu o rezistență mică între o fază și pămînt, într-o rețea cu neutrul legat direct la pămînt.

Pentru simplificare, în continuare, se va considera rezistența legăturii la pămînt egală cu zero (fig. 15.22, *a*).

Stabilirea modului de conexiune al celor trei scheme se face ținînd seamă de condițiile care există la locul defectului în momentul cînd apare acesta, utilizîndu-se teoria componentelor simetrice.

La efectuarea calculelor se va considera ca fază de referință faza pe care apare scurtcircuitul. În cazul figurii 15.22, *a* s-a considerat faza *R* ca fază de referință.

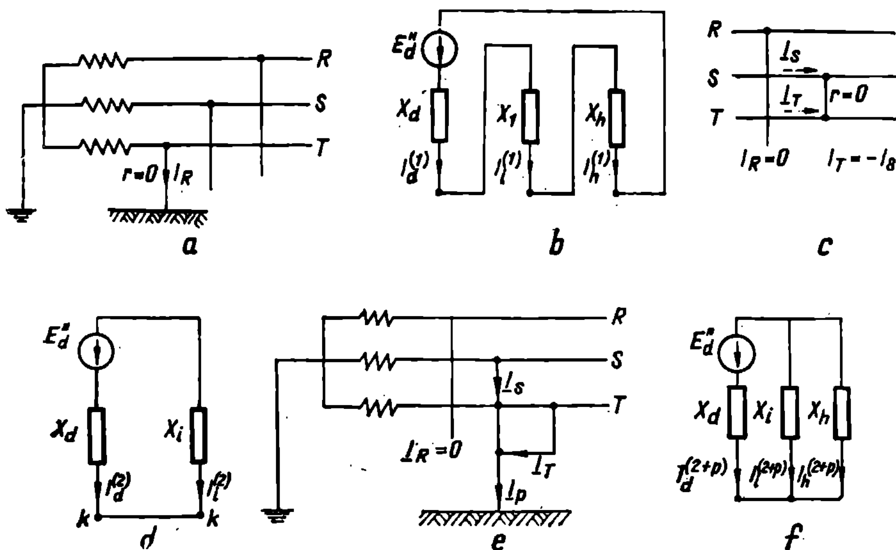


Fig. 15.22. Scheme echivalente de calcul pentru scurtcircuitele nesimetrice.

În această situație, condițiile la locul defectului sînt:

$$\underline{U}_R = 0; \quad \underline{I}_S = \underline{I}_T = 0. \tag{15.51}$$

Utilizînd teoria componentelor simetrice pentru curenți (relațiile 15.39) în condițiile (15.51), se obține:

$$\underline{I}_h^{(1)} = \frac{1}{3}(\underline{I}_R + \underline{I}_S + \underline{I}_T) = \frac{1}{3}\underline{I}_R;$$

$$\underline{I}_d^{(1)} = \frac{1}{3}(\underline{I}_R + a\underline{I}_S + a^2\underline{I}_T) = \frac{1}{3}\underline{I}_R; \tag{15.52}$$

$$\underline{I}_i^{(1)} = \frac{1}{3}(\underline{I}_R + a^2\underline{I}_S + a\underline{I}_T) = \frac{1}{3}\underline{I}_R$$

sau:

$$\underline{I}_h^{(1)} = \underline{I}_d^{(1)} = \underline{I}_i^{(1)} = \frac{1}{3}\underline{I}_R, \tag{15.53}$$

adică cei trei curenți: direct, invers și homopolar sînt egali între ei și deci cele trei reactanțe: directă, inversă și homopolară parcurse de curenții respectivi, egali între ei, pot fi conectate în serie (fig. 15.22, *b*), iar schema obținută, avînd în spatele reactanței directe și tensiunea electromotoare E_d'', constituie schema echivalentă a scurtcircuitului monofazat. Folosind această schemă se poate determina oricare din cei trei curenți:

$$\underline{I}_d^{(1)} = \underline{I}_i^{(1)} = \underline{I}_h^{(1)} = \frac{\underline{E}_d''}{X_d + X_i + X_h}. \tag{15.54}$$

Pentru tensiunea fazei *R* legată la pămînt:

$$\underline{U}_R = \underline{U}_h + \underline{U}_d + \underline{U}_i = 0. \tag{15.55}$$

Dacă se ține seama că între componentele simetrice de tensiune și cele de curent există următoarele relații:

$$\underline{U}_d = \underline{E}_d'' - X_d\underline{I}_d; \quad \underline{U}_i = -X_i\underline{I}_i; \quad \underline{U}_h = -X_h\underline{I}_h \tag{15.56}$$

și de cele rezultate din relațiile (15.52), se obține:

$$\underline{U}_d = \underline{E}_d'' - \frac{1}{3}X_d\underline{I}_R; \quad \underline{U}_i = -\frac{1}{3}X_i\underline{I}_R; \quad \underline{U}_h = -\frac{1}{3}X_h\underline{I}_R. \tag{15.57}$$

Dacă se însumează mărimile din fiecare membru din relațiile (15.57) și ținînd seama de relația (15.55), rezultă:

$$\underline{E}_d'' = \frac{1}{3}\underline{I}_R(X_d + X_i + X_h). \tag{15.58}$$

Curentul fazei *R* spre pămînt I_R care este și curentul de scurtcircuit monofazat $I_{sc}^{(1)}$ este:

$$I_{sc}^{(1)} = \frac{3E_d''}{X_d + X_i + X_h} \tag{15.59}$$

sau ținînd seama de expresia (15.53), rezultă:

$$I_{sc}^{(1)} = 3I_d^{(1)} = 3I_i^{(1)} = 3I_h^{(1)}. \tag{15.60}$$

În cazul cînd mărimile de calcul, respectiv tensiunile, curenții și reactanțele sînt exprimate în unități relative, raportate la o putere de bază, ca și în cazul scurtcircuitului trifazat, relația (15.55) de calcul al componentei directe a curentului devine:

$$\underline{I}_d^{(1)} = \underline{I}_d^{(1)*} \cdot I_b = \frac{I_b}{(X_d + X_i + X_h)^*}, \qquad (15.61)$$

în care:

$$I_b = \frac{S_b}{\sqrt{3}U_b},$$

iar reactanțele de la numitor sînt exprimate în unități relative raportate la puterea de bază S_b.

Curentul de scurtcircuit monofazat se calculează utilizînd expresia (15.60).

Determinarea curentului de scurtcircuit monofazat se face în scopul alegerii și reglării protecției homopolare a rețelelor, al dimensionării prizelor de pămînt ale instalațiilor electrice, pentru studiul influenței liniilor de energie electrică asupra liniilor de telecomunicații din apropiere și în anumite cazuri (vezi tratarea neutrului), curentul de scurtcircuit monofazat este utilizat și pentru dimensionarea instalațiilor electrice.

— *Scurtcircuitul bifazat.* O legătură accidentală între două faze, fără atingere cu pămîntul, cu o rezistență foarte mică, pentru simplificare considerînd-o zero, constituie un scurtcircuit bifazat. În calcule se consideră că defectul afectează fazele S și T (fig. 15.22, *c*). Condițiile inițiale la locul defectului în cazul scurtcircuitului bifazat, sînt următoarele:

$$\underline{I}_R = 0; \quad \underline{I}_S = -\underline{I}_T; \quad \underline{U}_S - \underline{U}_T = 0. \qquad (15.62)$$

Exprimînd componentele simetrice ale curentului în funcție de condițiile la locul defectului (15.62), se obține:

$$\underline{I}_h^{(2)} = \frac{1}{3}(\underline{I}_R + \underline{I}_S + \underline{I}_T) = 0;$$

$$\underline{I}_d^{(2)} = \frac{1}{3}(\underline{I}_R + a\underline{I}_S + a^2\underline{I}_T) = \frac{1}{3}\underline{I}_S(a - a^2); \qquad (15.63)$$

$$\underline{I}_i^{(2)} = \frac{1}{3}(\underline{I}_R + a^2\underline{I}_S + a\underline{I}_T) = \frac{1}{3}\underline{I}_S(a^2 - a),$$

adică nu există componentă homopolară de curent și deci nici tensiune homopolară $\underline{U}_h = 0$ (v. relația 15.55), iar componentele directă și inversă sînt egale și de sensuri contrare, respectiv $\underline{I}_d^{(2)} = -\underline{I}_i^{(2)}$.

Componentele simetrice ale tensiunii $\underline{U}_d$ și $\underline{U}_i$ au expresiile:

$$\underline{U}_d = \frac{1}{3}(\underline{U}_R + a\underline{U}_S + a^2\underline{U}_T) = \frac{1}{3}[\underline{U}_R + \underline{U}_S(a + a^2)];$$
$$\underline{U}_i = \frac{1}{3}(\underline{U}_R + a^2\underline{U}_S + a\underline{U}_T) = \frac{1}{3}[\underline{U}_R + \underline{U}_S(a^2 + a)]. \qquad (15.64)$$

Deci, cele două tensiuni directă și inversă sînt egale între ele.

Ținînd seama de expresiile (15.55), (15.62) și (15.64) rezultă că în cazul scurtcircuitului bifazat schema echivalentă finală conține numai reactanța

directă X_d, avînd în spate tensiunea electromotoare E''_d și reactanța inversă X_i conectate în paralel (fig. 15.22, *d*). Conform acestei scheme se poate calcula componenta directă a curentului de scurtcircuit bifazat:

$$I_d^{(2)} = \frac{E''_d}{X_d + X_i} = - I_i^{(2)}. \tag{15.65}$$

Curentul de scurtcircuit bifazat $\underline{I}_{sc}^{(2)}$, care este egal cu $\underline{I}_S$ se poate calcula ținînd seama de expresiile (15.65) și (15.63):

$$\underline{I}_{sc}^{(2)} = \underline{I}_S = \mathrm{a}^2\underline{I}_d + \mathrm{a}\underline{I}_i = \underline{I}_d(\mathrm{a}^2 - \mathrm{a}).$$

Deoarece:

$$\mathrm{a}^2 - \mathrm{a} = -\frac{1}{2} - \mathrm{j}\frac{\sqrt{3}}{2} - \left(-\frac{1}{2} + \mathrm{j}\frac{\sqrt{3}}{2}\right) = -\mathrm{j}\sqrt{3},$$

rezultă:

$$\underline{I}_{sc}^{(2)} = -\mathrm{j}\sqrt{3}\underline{I}_d^{(2)}. \tag{15.66}$$

În cazul cînd se exprimă mărimile în unități relative, relația (15.65) devine:

$$I_d^{(2)} = \frac{I_b}{(X_d + X_i)_*} = - I_i^{(2)}, \tag{15.67}$$

iar curentul de scurtcircuit se calculează cu aceeași expresie (15.66).

Scopul principal pentru care se determină curentul de scurtcircuit bifazat este de a regla protecția prin relee și în unele cazuri pentru verificarea stabilității dinamice a sistemului energetic.

— *Scurtcircuit bifazat cu punere la pămînt.* Acest tip de scurtcircuit apare în rețelele cu neutrul legat direct la pămînt și constă în realizarea unei legături accidentale cu rezistență mică între două faze; pentru calcul se recomandă între fazele S și T (fig. 15.22, *e*), avînd și o legătură cu pămîntul în punctul respectiv.

Condițiile la locul de defect în cazul scurtcircuitului bifazat cu punere la pămînt sînt:

$$\underline{I}_R = 0; \quad \underline{U}_S = \underline{U}_T = 0. \tag{15.68}$$

Cu acestea se pot determina componentele simetrice pentru tensiune:

$$\underline{U}_h = \frac{1}{3}(\underline{U}_R + \underline{U}_S + \underline{U}_T) = \frac{1}{3}\underline{U}_R;$$

sau, ținînd seama de relațiile (15.72)

$$\begin{aligned} \underline{I}_{S(sc)}^{(2+p)} &= \underline{I}_d^{(2+p)}\left(\mathrm{a}^2 - \frac{X_i}{X_h + X_i} - \mathrm{a}\frac{X_h}{X_h + X_i}\right); \\ \underline{I}_{T(sc)}^{(2+p)} &= \underline{I}_d^{(2+p)}\left(\mathrm{a} - \frac{X_i}{X_h + X_i} - \mathrm{a}^2\frac{X_h}{X_i + X_h}\right). \end{aligned} \tag{15.69}$$

Întrucît cele două expresii din paranteză au modulele egale, luîndu-se modulul uneia dintre acestea, se obține:

$$\left|\mathrm{a}^2 - \frac{X_i + \mathrm{a}X_h}{X_i + X_h}\right| \tag{15.70}$$

sau dacă se înlocuiesc a și a² prin expresiile corespunzătoare și se fac operațiile necesare modulului din (15.75) se obține:

$$\sqrt{3}\sqrt{1-\frac{X_hX_i}{(X_h+X_i)^2}}=K^{(2+p)}. \qquad (15.71)$$

Astfel, valoarea curentului de scurtcircuit bifazat cu punere la pămînt, care circulă prin faza S și respectiv T se stabilește calculînd în primul rînd pe $I_d^{(2+p)}$ folosind relația (15.70) și apoi cu expresiile (15.74) și (15.76) se obține:

$$I_{sc}^{(2+p)}=K^{(2+p)}\cdot I_d^{(2+p)}. \qquad (15.72)$$

Componenta directă $I_d^{(2+p)}$ se mai poate calcula exprimînd mărimile din relația (15.70) în unități relative și cu o expresie de forma:

$$I_d^{(2+p)}=\frac{I_b}{\left[X_d+\frac{X_iX_h}{X_i+X_h}\right]^*}, \qquad (15.73)$$

care poate fi introdusă în ecuația (15.77), calculîndu-se curentul de scurtcircuit în fazele S și T.

$$\underline{U}_d=\frac{1}{3}(\underline{U}_R+a\underline{U}_S+a^2\underline{U}_T)=\frac{1}{3}\underline{U}_R;$$
$$\underline{U}_i=\frac{1}{3}(\underline{U}_R+a^2\underline{U}_S+a\underline{U}_T)=\frac{1}{3}\underline{U}_R. \qquad (15.74)$$

Din aceste relații se constată că cele trei tensiuni: directă, inversă și homopolară sînt egale între ele. Ținînd seama și de ecuațiile (15.56), rezultă că cele trei reactanțe echivalente finale X_d, X_i și X_h pot fi conectate în paralel (fig. 15.22, *f*), obținîndu-se astfel schema echivalentă de calcul a curentului de scurtcircuit bifazat cu punere la pămînt.

Folosind această schemă se pot determina curenții $I_d^{(2+p)}$, $I_i^{(2+p)}$ și $I_h^{(2+p)}$. Astfel:

$$I_d^{(2+p)}=\frac{E_d'}{X_d+\frac{X_iX_h}{X_i+X_h}}. \qquad (15.75)$$

Observînd că:

$$I_d^{(2+p)}=-[I_i^{(2+p)}+I_h^{(2+p)}], \qquad (15.76)$$

se obține:

$$I_i^{(2+p)}=-I_d^{(2+p)}\cdot\frac{X_h}{X_h+X_i};$$
$$I_h^{(2+p)}=-I_d^{(2+p)}\cdot\frac{X_i}{X_h+X_i}. \qquad (15.77)$$

Curenții de scurtcircuit în fazele avariate $\underline{I}_{S(sc)}^{(2+p)}$ și $\underline{I}_{T(sc)}^{(2+p)}$ au următoarele expresii:

$$\underline{I}_{S(sc)}^{(2+p)}=\underline{I}_h^{(2+p)}+a^2\underline{I}_d^{(2+p)}+a\underline{I}_i^{(2+p)};$$
$$\underline{I}_{T(sc)}^{(2+p)}=\underline{I}_h^{(2+p)}+a\underline{I}_d^{(2+p)}+a^2\underline{I}_i^{(2+p)}. \qquad (15.78)$$

Curentul prin pămînt I_p reprezintă de trei ori curentul homopolar, şi anume:

$$I_p^{(2+p)} = 3I_h^{(2+p)} = -\,I_d^{(2+p)} \cdot \frac{3 \cdot X_i}{X_i + X_h}. \qquad (15.79)$$

Cu valorile calculate pentru $I_{sc}^{(2+p)}$ şi $I_p^{(2+p)}$ se alege şi reglează protecţia prin relee, se verifică prizele de pămînt, ţinînd seama şi de curentul de scurtcircuit monofazat; se verifică de asemenea, influenţa asupra liniilor de telecomunicaţii din apropiere şi se mai folosesc la verificarea stabilităţii dinamice a sistemului energetic.

Aplicaţia 15.3. Să se calculeze curenţii de scurtcircuit nesimetrici în punctul K al sistemului din figura 15.23. Liniile sînt de tip simplu circuit cu conductoare de protecţie din oţel. Se consideră $S_b = 100$ MVA şi $U_b = 115$ kV.

REZOLVARE

Se calculează succesiv reactanţele echivalente corespunzătoare schemelor de succesiune directă, inversă şi homopolară. Calculul se efectuează în unităţi relative, obţinîndu-se pentru schema iniţială de succesiune directă următoarele rezultate (fig. 15.23, *b*):

$$X_G^* = X_1 = \frac{12}{100} \cdot \frac{100}{31} = 0{,}384;$$

$$X_T^* = X_2 = \frac{10}{100} \cdot \frac{100}{31{,}5} = 0{,}318;$$

$$X_{L_1}^* = X_3 = 0{,}4 \cdot 30 \cdot \frac{100}{115^2} = 0{,}090.$$

Se calculează reactanţa echivalentă a centralei şi a celor două linii identice corespunzătoare figurii 15.23, *c*.

$$X_4 = \frac{X_1 + X_2}{3} = \frac{0{,}384 + 0{,}318}{3} = 0{,}234;$$

$$X_5 = \frac{X_3}{2} = \frac{0{,}091}{2} = 0{,}0455.$$

Reactanţa echivalentă a schemei de succesiune directă rezultă din sumarea ultimelor două reactanţe: $X_d^* = 0{,}2795$.

Schema echivalentă iniţială de succesiune inversă este identică cu cea de succesiune directă (lipsesc doar sursele de t.e.m.), adică: $X_i^* = X_d^* = 0{,}2795$.

Se calculează mărimile relative din schema echivalentă de succesiune homopolară corespunzătoare figurii 15.23, *d* şi se obţine:

$$X_1 = 0{,}318; \qquad X_2 = 3 \cdot 0{,}091 = 0{,}273.$$

Prin reduceri succesive, corespunzătoare figurii 15.23, *e* reactanţa echivalentă homopolară este: $X_h^* = 0{,}2955$.

Valoarea curentului de scurtcircuit monofazat al fazei *R* în punctul *K* se calculează cu relaţiile (15.60) şi (15.61):

$$I_{sc}^{(1)} = I_R = \frac{0{,}502}{2 \cdot 0{,}2795 + 0{,}2955} = 0{,}59 \text{ kA},$$

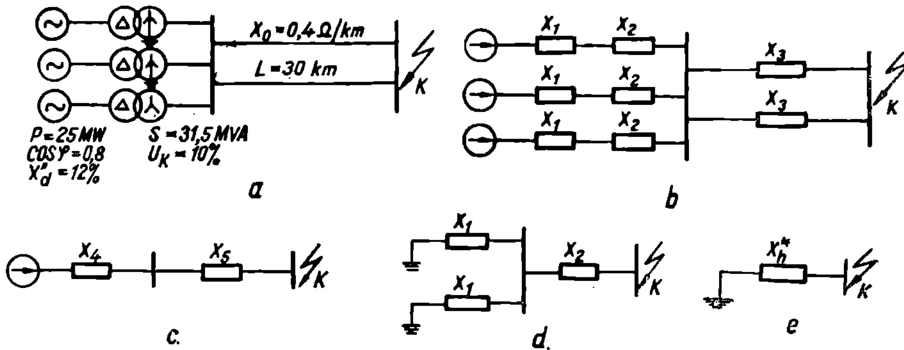


Fig. 15.23. Schema reţelei studiate în aplicaţia 15.3.

unde s-a ţinut seama că:

$$I_b = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0{,}502 \text{ kA}.$$

Curentul de scurtcircuit bifazat fără punere la pămînt din punctul *K* se calculează cu relaţiile (15.66) şi (15.67):

$$I_d^{(2)} = -I_i^{(2)} = \frac{0{,}502}{2 \cdot 0{,}2795} = 0{,}9 \text{ kA};$$

$$\underline{I}_{sc}^{(2)} = -\text{j } 1{,}56 \text{ kA}.$$

Valoarea în modul a curentului de scurtcircuit trifazat cu punere la pămînt din punctul *K* se calculează cu relaţiile (15.73), (15.71) şi (15.72) şi se obţine:

$$I_d^{(2+p)} = \frac{0{,}502}{0{,}2795 + \dfrac{0{,}2795 \cdot 0{,}2955}{0{,}2795 + 0{,}2955}} = 1{,}185 \text{ A};$$

$$K^{(2+p)} = \sqrt{3}\sqrt{1 - \frac{0{,}2795 \cdot 0{,}2955}{(0{,}2795 + 0{,}2955)^2}} = 1{,}5;$$

$$I_{sc}^{(2+p)} = 1{,}5 \cdot 1{,}185 = 1{,}775 \text{ kA}.$$

Curentul prin pămînt în cazul scurtcircuitului bifazat cu punere la pămînt se calculează cu relaţia (15.79):

$$I_p^{(2+p)} = -1{,}185 \frac{3 \cdot 0{,}2795}{0{,}2795 + 0{,}2955} = -1{,}733 \text{ kA}.$$

Capitolul 16

TRATAREA NEUTRULUI ÎN REȚELELE ELECTRICE

Într-o rețea trifazată perfect izolată, potențialul neutrului, reprezentat prin punctul central al stelei sau centrul de greutate al sistemului de tensiune, nu este fix, ci poate lua orice valoare cuprinsă teoretic între zero și tensiunea simplă a rețelei la frecvența de 50 Hz.

Astfel, dacă rețeaua trifazată este simetrică și nu prezintă defecte, potențialul punctului neutru coincide cu potențialul pămîntului, așa cum se arată în figura 16.1, *a*. Toate cele trei faze au capacitățile față de pămînt, rezistențele de izolație și tensiunile identice. În aceste condiții, conductoarele neutre, în cazul cînd ele există, nu vor fi parcurse de curent, iar punctele neutre ale transformatoarelor cu înfășurările conectate în stea, vor avea potențialul față de pămînt zero. În consecință, la funcționarea rețelelor în regimuri normale, simetrice, este indiferent dacă neutrul transformatoarelor este izolat sau legat la pămînt.

În realitate, punctul neutru al unei rețele este rar confundat cu pămîntul. Capacitățile față de pămînt ale fazelor și rezistențele de izolație, nu sînt riguros identice, ceea ce creează o oarecare nesimetrie a rețelei, datorită cărui fapt punctul neutru se deplasează. Dacă se consideră cazul extrem de punere la pămînt a unei faze, capacitatea și rezistența de izolație ale acesteia sînt nule, iar potențialul punctului neutru față de pămînt este egal cu tensiunea simplă, așa cum se observă din diagrama tensiunilor dată în figura 16.1, *b*. În conse-

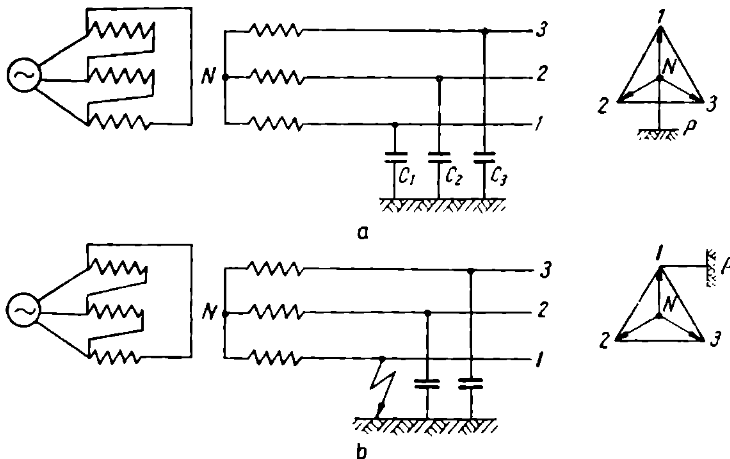


Fig. 16.1. Variația potențialului punctului neutru al unei rețele trifazate în raport cu pămîntul.

cință, tratarea neutrului transformatoarelor prezintă o importanță deosebită la funcționarea rețelelor în regimuri nesimetrice, cînd una din faze se pune accidental la pămînt. Analizînd cazul prezentat în figura 16.1, *b* se poate constata că fazele sănătoase vor avea față de pămînt o tensiune egală cu tensiunea compusă a rețelei. Ca urmare, izolația lor va fi solicitată de $\sqrt{3}$ ori mai mult decît în cazul funcționării rețelei în regim normal. Dacă însă neutrul transformatorului va fi legat direct la pămînt, atunci punerea accidentală la pămînt a unei faze produce un curent de scurtcircuit monofazat. Rezultă că modul de tratare a neutrului transformatoarelor determină, în anumite condiții, fie apariția unor supracurenți, fie apariția unor supratensiuni.

În rețelele electrice există trei metode, principial diferite, pentru tratarea neutrului transformatoarelor, și anume: *1*) neutrul este legat direct la pămînt; *2*) neutrul este legat la pămînt printr-o bobină de stingere și *3*) neutrul este izolat față de pămînt.

Fiecare din aceste metode are avantaje și dezavantaje și se aplică în funcție de caracteristicile rețelei.

16.1. Rețele cu neutrul legat direct la pămînt

O măsură radicală împotriva variației sensibile a potențialului punctului neutru și a supratensiunilor care o însoțesc este legarea directă la pămînt a punctului neutru al transformatoarelor. Această metodă se utilizează, în general, pentru rețelele aeriene de înaltă tensiune, începînd de la tensiunea de 110 kV, și se realizează printr-o legătură solidă la pămînt a punctului neutru al unuia sau mai multor transformatoare. În acest caz, orice punere la pămînt a unei faze devine un scurtcircuit monofazat. Dacă punerea la pămînt este accidentală și se realizează printr-un arc electric, atunci eliminarea defectului poate fi provocată prin declanșarea și reanclanșarea automată rapidă.

În figura 16.2 se prezintă o rețea trifazată cu neutrul legat la pămînt, în care una din faze este pusă la pămînt. Intensitatea curentului care circulă prin pămînt între locul defectului și neutrul legat la pămînt se poate determina cu ajutorul componentelor simetrice, așa cum s-a arătat în capitolul *15*. La un același rezultat se poate ajunge în mod direct, conform figurii 16.2, din care se observă că curentul care circulă prin pămînt între locul defectului și neutrul legat la pămînt are două componente, determinate de tensiunea fazei — V_1. Prima dintre acestea se închide direct prin înfășurarea fazei scurtcircuitate a transformatorului T_1 și pămînt; intensitatea sa este limitată

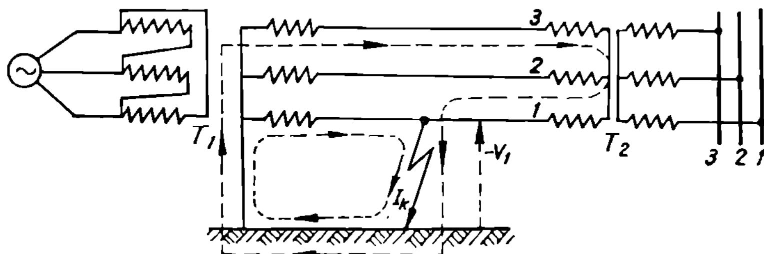


Fig. 16.2. Curentul de scurtcircuit monofazat într-o rețea trifazată.

de fluxul de scăpări a acestei faze a transformatorului T_1, care creează inductanța L_1. A doua componentă se închide pe două ramuri egale și în paralel, prin înfășurările celorlalte două faze ale transformatorului, prin cele două conductoare sănătoase, prin transformatorul T_2, cu inductanță de scăpări L_2, înapoi la locul de scurtcircuit. În acest caz, capacitățile rețelei nu au nici o importanță practică.

Curentul total de scurtcircuit care trece prin pămînt este determinat de relația:

$$I_K = \frac{V_1}{\omega L_1} + 2\frac{V_1}{\omega L_1 + \omega L_2} = \frac{V_1}{\omega L_1}\left(1 + \frac{2}{1 + \frac{L_2}{L_1}}\right), \qquad (16.1)$$

unde, pentru simplificare, au fost neglijate rezistențele liniilor și ale circuitelor din pămînt, iar reactanțele lor au fost incluse în cele ale transformatoarelor.

Dacă transformatorul T_2 de la capătul liniei are o putere mică în comparație cu cea a transformatorului legat la pămînt, sau dacă linia este deconectată la acest capăt, inductanța L_2 devine foarte mare în comparație cu inductanța L_1. Ca urmare, al doilea termen din ecuația (16.1) tinde către zero, iar intensitatea curentului de scurtcircuit monofazat este determinată practic numai de inductanța înfășurării conectate la linia defectă. Dacă însă transformatorul T_2 are o putere mare, inductanța L_2 este mică în comparație cu inductanța L_1 și paranteza ecuației (16.1) se apropie de valoarea 3. În acest caz, transformatorul cu punctul neutru legat la pămînt are practic cele trei borne scurtcircuitate și prin aceasta, reactanța de scurtcircuit a celor trei înfășurări devine $\omega L_1/3$. Curenții de scurtcircuit monofazat încarcă cu importante sarcini nesimetrice centralele din sistem și produc scăderea apreciabilă a tensiunii. În unele cazuri, intensitatea acestora depășește pe cea a curenților de scurtcircuit trifazat. De aceea, orice scurtcircuit monofazat determină acționarea protecției prin relee, care comandă declanșarea circuitului avariat. În acest fel se evită distrugerile care pot fi cauzate de arcul electric, iar scurtcircuitul monofazat nu se mai poate transforma în scurtcircuit bifazat sau trifazat.

De asemenea, în cazul unei legări rigide la pămînt a neutrului, acele părți ale bobinajelor transformatoarelor care se află în apropierea neutrului nu vor avea față de pămînt un potențial prea mare, chiar în timpul defectului. Datorită acestui fapt este posibil ca nivelul izolației acestor bobine să fie redus față de cel al bobinelor din apropierea bornelor de înaltă tensiune ale transformatorului. O astfel de izolație în trepte a înfășurării se numește degresivă și costă mult mai puțin.

Dezavantajul principal al legării neutrului direct la pămînt constă în faptul că apariția curenților de scurtcircuit monofazat provoacă perturbări în liniile de telecomunicații și în transmisiunile radiofonice. De aceea este necesar ca pe aceste linii de telecomunicații să se monteze mijloace speciale de protecție împotriva perturbărilor produse de liniile de transport de energie electrică situate în apropiere. O soluție, utilizată și în țara noastră, constă în respectarea anumitor distanțe între liniile de telecomunicații și cele de transport de energie electrică.

Din punct de vedere al tensiunilor pe fază, simetria perfectă a acestora s-ar menține în cazul unui scurtcircuit monofazat, numai dacă rezistența prizei de legare la pămînt ar fi teoretic nulă. În realitate însă, rezistența prizei de legare la pămînt, deși are o valoare foarte mică, condiționează o cădere de

tensiune datorită intensităţilor mari ale curenţilor de scurtcircuit monofazat. Ca urmare, potenţialul neutrului nu rămîne egal cu zero, ceea ce face ca tensiunea fazelor sănătoase să crească într-o oarecare măsură. Din această cauză se impune ca verificarea prizei să fie făcută frecvent, deoarece încălzirea puternică a acesteia la trecerea curenţilor de scurtcircuit monofazat provoacă o creştere a rezistenţei pămîntului prin „coacere" şi neutrul riscă să fie legat la pămînt printr-o impedanţă ridicată, fără ca exploatarea să fie prevenită.

Conform recomandărilor CEI, la reţelele cu neutrul legat direct la pămînt, tensiunea fazelor sănătoase nu trebuie să depăşească 0,8 din tensiunea între faze, în cazul unui scurtcircuit monofazat. În acelaşi timp, intensitatea curenţilor de scurtcircuit monofazat nu trebuie să depăşească pe cea a curenţilor de scurtcircuit monofazat, pentru care sînt dimensionate aparatele electrice de comutaţie din reţele. În afara unor mijloace speciale, realizarea acestor condiţii impune un anumit raport între reactanţa de secvenţă homopolară şi cea de secvenţă directă a reţelei, determinate faţă de locul de scurtcircuit, care trebuie să fie mai mare decît 1 şi mai mic decît 3 $\left(1 < \frac{X_h}{X_d} < 3\right)$. Această condiţie se realizează legînd direct la pămînt numai punctele neutre ale unora dintre transformatoare, celelalte rămînînd izolate. În general, se recomandă ca în fiecare instalaţie electrică de înaltă tensiune să existe cel puţin un transformator cu neutrul legat direct la pămînt.

16.2. Reţele cu neutrul legat la pămînt prin intermediul unei impedanţe

Limitarea curenţilor de scurtcircuit în cazul unui defect monofazat poate fi realizată fără a produce nici o repercusiune asupra funcţionării reţelei în regim normal. Pentru a obţine un astfel de rezultat este suficient să se monteze impedanţe în conexiunile de legare la pămînt a transformatoarelor. Aceste impedanţe, în mod normal, nu sînt sediul nici unui curent şi în caz de scurtcircuit sînt echivalente branşării în fiecare din faze a unor impedanţe de valoare triplă. Ele cresc de asemenea valoarea impedanţei homopolare care nu intervine în funcţionarea normală a reţelei.

Cînd reţeaua se află în regim normal de funcţionare, potenţialul neutrului este acelaşi cu cel al pămîntului. La apariţia unui defect între o fază şi pămînt, tensiunea fazelor sănătoase în raport cu pămîntul se apropie de tensiunea compusă, în funcţie de valoarea impedanţei conectate în neutrul transformatorului.

Fie, de exemplu, reţeaua trifazată din figura 16.3, al cărei neutru este legat la pămînt prin impedanţa Z_0. În cazul unei puneri la pămînt în punctul M, curentul de scurtcircuit este:

$$I_K = \frac{3V}{3Z_0 + Z'_h + Z'_i + Z'_d}, \tag{16.2}$$

în care:

Z'_h, Z'_i şi Z'_d reprezintă impedanţele de secvenţă homopolară, inversă şi directă ale reţelei între neutru şi locul de defect;

V — tensiunea pe fază a reţelei;

$3Z_0$ — impedanţa pe fază a punctului neutru.

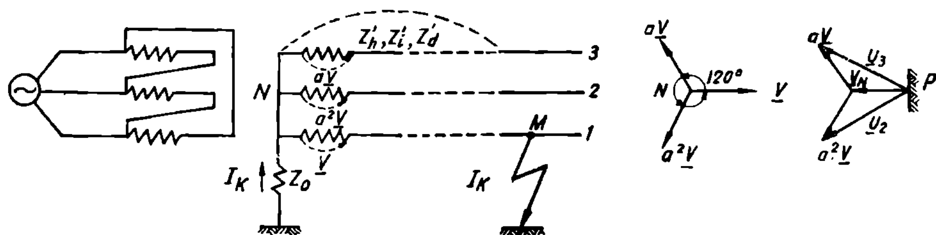


Fig. 16.3. Conectarea la pămînt a neutrului unei rețele trifazate prin intermediul unei impedanțe.

Potențialul punctului neutru în raport cu pămîntul este determinat de căderea de tensiune în impedanța Z_0, provocată de curentul de scurtcircuit:

$$V_N = -Z_0 I_K = -3Z_0 I_h = \frac{-3Z_0 V}{3Z_0 + Z_h' + Z_i' + Z_d'}, \tag{16.3}$$

în care I_h este componenta homopolară a curentului de scurtcircuit.

Din această ultimă relație se constată că dacă impedanța $3Z_0$ este mare în raport cu suma impedanțelor $Z_h' + Z_i' + Z_d'$, atunci potențialul neutrului se apropie de tensiunea stelată a rețelei V și tensiunile fazelor sănătoase în raport cu pămîntul tind către tensiunea compusă $\sqrt{3}\,V$. Acest lucru se constată și din diagrama tensiunilor dată în figura 16.3, din care se constată că tensiunile fazelor sănătoase au valorile:

$$\underline{U}_2 = \underline{V}_N + a^2\underline{V} \quad \text{și} \quad \underline{U}_3 = \underline{V}_N + a\underline{V}. \tag{16.4}$$

Impedanțele punctelor neutre pot fi formate fie din rezistențe, fie din bobine de inductanță. Acestea din urmă, mai puțin voluminoase decît rezistențele metalice sînt mai răspîndite în rețele; ele produc pierderi practic neglijabile cînd sînt parcurse de curenții de scurtcircuit și nu se constată supratensiuni periculoase în timpul regimurilor tranzitorii care însoțesc stabilirea sau ruperea unui scurtcircuit.

16.2.1. **Legarea neutrului la pămînt prin bobine de stingere.** Un caz particular important de întrebuințare a bobinelor de inductanță în conexiunea neutrului unor transformatoare din rețelele aeriene de 35 kV este acela în care bobina este aleasă așa fel, încît să existe o rezonanță între capacitatea și inductanța homopolară pe fază.

Fie, de exemplu, cazul prezentat în figura 16.4, *a*, în care s-a presupus linia scurtă, astfel încît se poate considera capacitatea localizată. Dacă se notează cu X_0 reactanța bobinei și cu X_h' reactanța homopolară a transformatorului, atunci condiția de rezonanță este exprimată prin relația:

$$(3X_0 + X_h')\,C_0\omega = 1. \tag{16.5}$$

În această ipoteză impedanța homopolară a rețelei este foarte mare, teoretic infinită, dacă rezistențele ohmice sînt nule. Curentul în locul de defect este foarte mic și arcul electric se poate stinge la prima sa trecere prin zero. O astfel de bobină se numește *bobină de stingere* sau *bobină Petersen.* Toate defectele la pămînt cu caracter trecător, care sînt cele mai frecvente, sînt astfel eliminate fără intervenția protecțiilor, deci a întreruptoarelor.

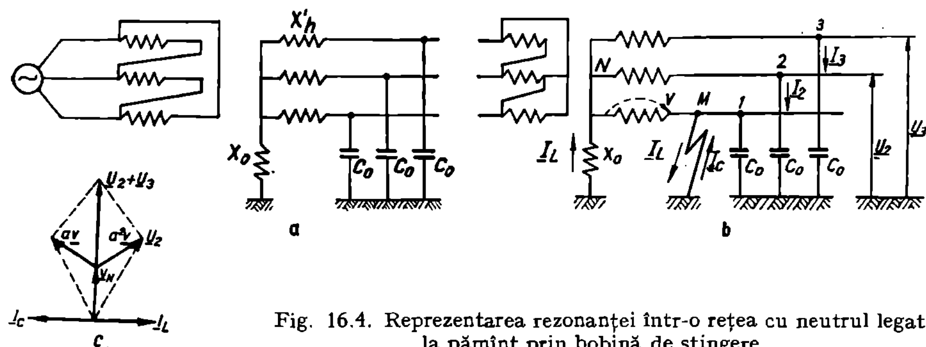


Fig. 16.4. Reprezentarea rezonanței într-o rețea cu neutrul legat la pămînt prin bobină de stingere.

Rolul fizic al bobinei de stingere este să permită circulația în locul defect a unui curent reactiv de scurtcircuit I_L, care se opune curentului capacitiv I_c rezultat din compunerea curenților capacitivi ai fazelor sănătoase, cărora li se aplică tensiunile compuse ale rețelei. Acest rezultat reiese din figura 16.4, *b*, în care se consideră neglijabilă reactanța transformatorului în raport cu cea a bobinei. După cum se observă, curentul de defect are două componente, și anume: o componentă I_c care urmează traseul capacităților fazelor sănătoase și o alta care parcurge bobina X_0. Tensiunea punctului neutru $\underline{V}_N = -\underline{V}$, iar tensiunile $\underline{U}_2$ și $\underline{U}_3$ au amplitudinea egală cu tensiunea compusă a rețelei.

Curentul capacitiv care traversează defectul, conform figurii 16.4, *b* și 16.4, *c*, are valoarea:

$$\underline{I}_c = j\omega C_0(\underline{U}_2 + \underline{U}_3) = 3j\omega C_0 V_N = -3j\omega C_0 V, \tag{16.6}$$

iar curentul din bobină:

$$\underline{I}_L \approx -\frac{jV}{X_0} = \frac{V}{jX_0}. \tag{16.7}$$

Pentru ca acești doi curenți să fie egali și opuși, fiind dat sensul lor conform figurii 16.4, *b*, este necesar ca:

$$3j\omega C_0 V = \frac{jV}{X_0} \tag{16.8}$$

sau în valoare absolută:

$$3X_0\omega C_0 = 1,$$

care reprezintă *condiția de rezonanță* (16.5), unde se consideră reactanța transformatorului X'_h neglijabilă.

Bobina de stingere este construită cu miez de fier și întrefier și are o inductanță foarte mare, care poate fi modificată, fie prin schimbarea numărului de spire, fie prin modificarea întrefierului. Alegînd inductanța ei conform relației (16.5) rezultă că în cazul punerii la pămînt a unei faze, bobina poate compensa teoretic în totalitate curentul capacitiv, iar arcul electric se stinge, dat fiind faptul că el nu mai este alimentat. În consecință, tratarea neutrului cu bobină de stingere elimină posibilitatea apariției arcului electric intermitent, însă prezintă dezavantajul că la funcționarea rețelei cu o fază pusă la pămînt, tensiunile fazelor sănătoase față de pămînt cresc pînă la valoarea tensiunii între faze.

O b s e r v a ț i i. *a*. În mod practic, nu este necesară îndeplinirea riguroasă a condiției de rezonanță pentru ca arcul electric să se stingă definitiv și să nu devină intermitent, ci se merge cu un dezacord de 15—25 %. Cercetările arată că arcul electric dintre o fază a unei linii electrice și pămînt, cu tensiunea nominală cuprinsă între 35 kV și 110 kV, poate deveni intermitent dacă intensitatea curentului de defect care îl alimentează este cuprinsă între 5 și 30 A. În cazul utilizării bobinelor de stingere cu un dezacord normal de 15—25 %, arcul electric nu devine intermitent chiar dacă intensitatea curentului de punere la pămînt atinge intensități apropiate de limita superioară sau mai mari. Acest rezultat nu este în contradicție cu indicația conform căreia arcul se stinge numai pentru un curent mai mic de 5 A. Explicația constă în faptul că bobina dezacordată favorizează stingerea arcului atît datorită limitării curentului de defect, cît și datorită limitării tensiunii de revenire la bornele canalului de arc.

Dezacordarea bobinei se realizează totdeauna în sensul unei supracompensări. Aceasta înseamnă că prin bobina de stingere trece un curent inductiv mai mare decît cel capacitiv, astfel încît curentul rezultant care alimentează arcul electric rămîne inductiv.

b. Rezultatele obținute sînt valabile în cazul unor linii scurte. Cînd liniile sînt lungi, trebuie să se țină seama de repartiția constantelor, iar condiția de stingere a arcului este reprezentată printr-o expresie mai complicată, în care intervine impedanța caracteristică homopolară a liniei și impedanțele homopolare ale elementelor situate la cele două extremități. Această condiție prezintă particularitatea importantă că ea este independentă de poziția defectului pe linie; dacă bobina este bine reglată, stingerea arcului este asigurată, oricare ar fi poziția defectului.

c. Curentul de punere la pămînt se anulează teoretic numai în locul de defect; în linie, curentul crește cu distanța față de defect și devine maxim în bobină, unde admițînd că tensiunea V_N a punctului neutru este egală cu tensiunea pe fază V, ia valoarea $\frac{V}{X_0}$.

Trebuie menționat însă că, de fapt, curentul de defect nu devine niciodată nul, chiar dacă bobina este perfect acordată, deoarece există totdeauna un curent remanent, determinat de componentele active ale curentului de scurtcircuit și de armonici. Pentru a pune în evidență existența curentului remanent, se consideră și rezistențele bobinei R, liniei și transformatorului r, precum și pierderile prin efect corona și conductanța laterală ρ. În acest caz, presupunînd constantele rețelei din figura 16.4 concentrate, rezultă schema echivalentă din figura 16.5, căreia i se aplică tensiunea față de pămînt egală cu tensiunea stelată. Intensitățile curenților din bobină, din capacitate și cel corespunzător pierderilor în izolație sînt date de expresiile:

$$\underline{I}_c \approx \frac{V}{r + \frac{1}{3j\omega C_0}}; \quad \underline{I}_L \approx \frac{V}{R + j\omega L};$$

$$I_\rho \approx \frac{V}{\rho}, \qquad (16.9)$$

în care s-au acceptat notațiile din figura 16.5.

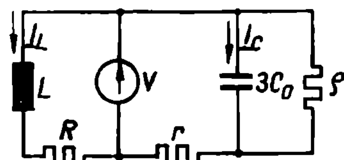


Fig. 16.5. Schema echivalentă cu constante localizate a rețelei trifazate din figura 16.4.

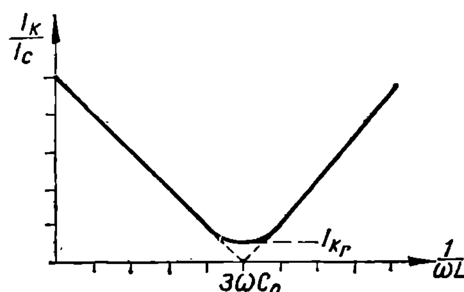


Fig. 16.6. Variația curentului de punere la pămînt în locul defectului, în funcție de inductanța bobinei de stingere.

Curentul de defect rezultă din suma acestor trei curenți:

$$\underline{I}_K = V\left(\frac{1}{r + \frac{1}{3j\omega C_0}} + \frac{1}{R + j\omega L} + \frac{1}{\rho}\right). \tag{16.10}$$

Ținînd seama că rezistențele R și r sînt întotdeauna mici se obține:

$$\underline{I}_K = V\left[j\left(3\omega C_0 - \frac{1}{\omega L}\right) + \left(9\omega^2 C_0^2 r + \frac{R}{(\omega L)^2}\right) + \frac{1}{\rho}\right]. \tag{16.11}$$

Din această ultimă relație rezultă că curentul de punere la pămînt are două componente: prima este determinată numai de reactanțe, iar cea de-a doua atît de reactanțe, cît și de rezistențe.

Variația curentului relativ de punere la pămînt la locul defectului în funcție de inductanța bobinei este redată în figura 16.6. Admitanța $\frac{1}{\omega L}$ este luată drept variabilă, deoarece ea determină direct puterea și dimensiunile bobinei de stingere conectată în circuitul neutrului. Dacă această putere reactivă este egală cu cea corespunzătoare curentului capacitiv, atunci puterea reactivă este în întregime compensată, situație căreia îi corespunde un minimum accentuat al curbei curentului de scurtcircuit. În acest caz, schema echivalentă se află în rezonanță de curent. Dacă este îndeplinită condiția (16.5), termenul imaginar din ecuația (16.11) se anulează și curentul remanent este determinat de suma pierderilor datorite curentului capacitiv în rezistențele serie și tensiunii pe fază aplicată rezistențelor în paralel. Reglarea corectă a inductanței bobinei din conexiunea neutrului poate conduce la reducerea aproape totală a curentului staționar de punere la pămînt. O conturnare, de la linie la pămînt, a unui izolator al unui stîlp determină, în orice împrejurare, un curent numai în primul moment al străpungerii. În continuare, curentul staționar se va reduce foarte mult prin efortul de rezonanță și arcul electric nu se va menține, dacă intensitatea curentului remanent nu depășește 30 A.

16.2.2. **Legarea neutrului la pămînt prin rezistență.** Reducerea intensității curenților de scurtcircuit poate fi realizată și prin introducerea unei rezistențe în sistemul de legare la pămînt a neutrului. În acest caz, tensiunea neutrului față de pămînt nu rămîne constantă, ci poate lua valori suficient de mari.

Fie, de exemplu, rețeaua trifazată din figura 16.7 cu neutrul legat la pămînt prin rezistența R, în care una din faze este pusă la pămînt. Curentul de scurtcircuit monofazat are valoarea dată de relația:

$$I_K = \frac{V}{\sqrt{R^2 + \omega^2 L^2}}, \tag{16.12}$$

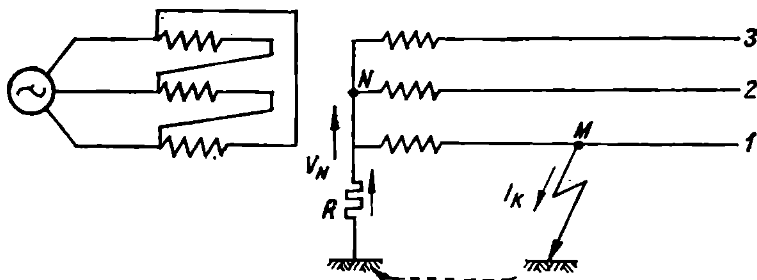


Fig. 16.7. Rețea trifazată cu neutrul legat la pămînt prin rezistență.

în care s-a neglijat rezistența conductoarelor rețelei și transformatorului în raport cu rezistența R și s-a considerat că L reprezintă inductanța proprie rezultantă a întregului circuit.

Potențialul neutrului față de pămînt este exprimat prin căderea de tensiune în rezistența R, produsă de curentul de scurtcircuit I_K:

$$V_N = I_K \cdot R = I_K \sqrt{\left(\frac{V}{I_K}\right)^2 - \omega^2 L^2}, \qquad (16.13)$$

în care a fost introdusă valoarea lui R reieșită din ecuația (16.12). Dacă se consideră I_{Kmax} curentul de scurtcircuit monofazat corespunzător legării directe la pămînt a neutrului

$$I_{Kmax} = \frac{V}{\omega L} \qquad (16.14)$$

și se face raportul dintre potențialul neutrului și tensiunea pe fază, se obține:

$$\frac{V_N}{V} = \sqrt{1 - \left(\frac{I_K}{I_{Kmax}}\right)^2}. \qquad (16.15)$$

Această relație, reprezentată în diagrama circulară din figura 16.8, permite să se studieze variația potențialului V_N cu scăderea curentului de scurtcircuit monofazat. Se constată, de exemplu, că reducerea curentului la jumătate din valoarea sa maximă, prin folosirea unei rezistențe, face ca potențialul punctului neutru față de pămînt să fie:

$$V_N = V\sqrt{1 - (0{,}5)^2} = 0{,}867\ \text{V}. \qquad (16.16)$$

Acest rezultat nu diferă mult de cel obținut în cazul unei rețele cu neutrul legat prin bobină de stingere sau cu neutrul izolat, cînd potențialul acestuia față de pămînt este egal cu tensiunea pe fază. În acest caz, folosirea izolației degresive la transformatoare, din cazul studiat în subcapitolul 16.1, nu este indicată. Pe de altă parte, introducerea rezistenței în circuitul neutrului are avantajul că anulează tensiunile de rezonanță, care se pot produce la bornele capacităților.

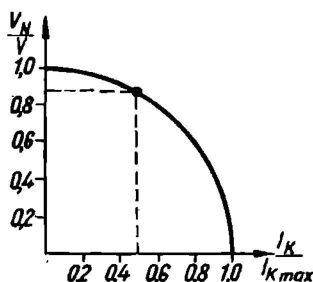


Fig. 16.8. Variația potențialului neutrului cu scăderea curentului de scurtcircuit, prin introducerea unei rezistențe în conexiunea neutrului.

16.3. Rețele cu neutrul izolat față de pămînt

În aceste rețele, înainte de defect, potențialul neutrului este teoretic același cu cel al pămîntului, iar la producerea defectului acesta devine egal cu tensiunea simplă a rețelei. Prezența capacităților rețelei permite un schimb de energie între faza defectă și fazele sănătoase, iar intensitatea curentului la locul de defect este cu atît mai mare, cu cît capacitățile au valori mai ridicate, adică rețeaua legată galvanic este mai extinsă.

Dacă se consideră faza 1 pusă la pămînt, conform figurii 16.9, rezultă că:

$$\underline{I}_c = \underline{I}_2 + \underline{I}_3. \tag{16.17}$$

Deoarece curenții capacitivi I_2 și I_3 au intensități mult mai mici față de curenții de sarcină ai liniei, se poate considera că tensiunile pe faze, măsurate față de punctul neutru, nu se dezechilibrează în mod sensibil. Ca urmare, rețeaua va continua să funcționeze, alimentînd consumatorii cu energie electrică în condiții satisfăcătoare, cu toate că una dintre faze este pusă la pămînt.

Deși tensiunile fazelor în raport cu punctul neutru al transformatorului rămîn aproximativ aceleași ca în rețeaua fără defect, potențialul fazelor față de pămînt se modifică. Astfel, potențialul față de pămînt al fazei defecte este nul, iar al celor sănătoase crește cu $\sqrt{3}$, devenind egal cu tensiunea compusă. Corespunzător, cresc și curenții capacitivi ai fazelor sănătoase în raport cu regimul normal, care în cazul figurii 16.9 devin:

$$\underline{I}_1 = 0; \quad \underline{I}_2 = j\omega C_0 \underline{U}_2; \quad \underline{I}_3 = j\omega C_0 \underline{U}_3. \tag{16.18}$$

Curentul de defect este determinat de relația (16.6), care se obține introducînd (16.18) în (16.17).

Acest mod de tratare a neutrului creează în regim staționar supratensiuni pe fazele sănătoase, egale cu tensiunea compusă a rețelei. În cazul cînd la locul de defect apare un arc electric intermitent, ca urmare a fenomenelor tranzitorii, aceste supratensiuni pot crește de 3,5—4 ori tensiunea pe fază a

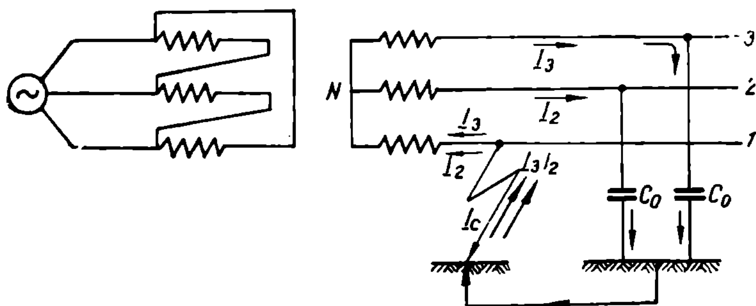


Fig. 16.9. Rețea trifazată cu neutrul izolat.

rețelei. Arcul electric intermitent și supratensiunile care-l însoțesc pot să persiste un număr mare de perioade, ceea ce va avea drept consecință străpungerea izolației rețelei și în alte puncte mai slabe, transformînd punerea la pămînt într-un scurtcircuit bifazat sau trifazat. Din această cauză trebuie luate măsuri de protecție a rețelei pentru evitarea unui astfel de arc (unele s-au studiat în subcapitolul 16.2).

Ținînd seama de condițiile de stabilire a unui arc electric intermitent, se stabilește că exploatarea unei rețele cu neutrul izolat poate fi lipsită de pericolul supratensiunilor tranzitorii periculoase, în cazul rețelelor aeriene cu tensiuni nominale pînă la 35 kV, precum și pentru cele de 35 kV cu lungimi reduse, de ordinul a 30—40 km.

Pentru rețelele subterane apariția arcului electric intermitent este mai rară. De aceea, în acest caz, exploatarea rețelelor cu neutrul izolat este recomandabilă la tensiuni de 6—10 kV, cu condiția ca intensitatea curentului de defect să nu depășească 10 A. Dacă această intensitate este depășită, atunci izolația cablului se poate distruge în locul de defect și punerea la pămînt se transformă într-un scurtcircuit trifazat.

Capitolul 17

STABILITATEA FUNCŢIONĂRII SISTEMELOR ELECTROENERGETICE

Printre problemele pe care le ridică funcţionarea unui sistem energetic complex, aşa cum este şi sistemul nostru energetic, de o deosebită importanţă este cea privind stabilitatea acestei funcţionări. Aceasta constă în posibilităţile de care trebuie să dispună sistemul ca în cazul apariţiei unor perturbaţii de intensitate mică sau mare să poată să menţină valori normale ale parametrilor în nodurile sale. Se cunosc două situaţii privind stabilitatea, şi anume: stabilitatea *statică* şi stabilitatea *dinamică* a sistemelor energetice.

17.1. Stabilitatea statică

Stabilitatea statică a unui sistem energetic se defineşte ca posibilitatea sau capacitatea sistemului ca în cazul unor perturbaţii mici ale parametrilor funcţionării normale, să poată reveni la valorile iniţiale, atunci cînd perturbaţia a dispărut sau să stabilească o nouă situaţie stabilizată de funcţionare dacă perturbaţia persistă. Astfel de situaţii apar frecvent în timpul funcţionării generatoarelor cînd puterea solicitată de consumatori variază de la un moment la altul.

Studiul stabilităţii statice se poate face folosind o serie de criterii practice dintre care două sînt mai importante şi în acelaşi timp mai folosite. Unul din ele se referă la analiza stabilităţii statice pe baza puterii active debitate de generatoare şi a unghiurilor de decalaj dintre fazorii tensiunilor electromotoare, cunoscut sub numele *criteriul* $dP/d\delta$, iar al doilea criteriu se bazează pe interdependenţa care există în sistemele energetice între puterile reactive şi tensiunile reţelelor, cunoscut sub numele *criteriul* dQ/dU.

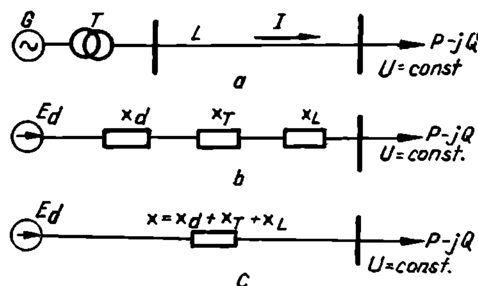


Fig. 17.1. Schema unui generator debitînd pe bare de putere infinită:
a — schema electrică de principiu; *b* — schema echivalentă iniţială; *c* — schema echivalentă finală.

17.1.1. Analiza stabilităţii statice după criteriul $dP/d\delta$. Pentru exemplificare, se va lua un caz simplu, reprezentînd un generator, care poate fi considerat şi ca grup echivalent al unei centrale sau unei părţi din sistem care debitează printr-un transformator şi o linie cu simplu circuit (fig. 17.1, *a*) o putere $P - jQ$ la barele unui sistem de putere infinită, caracterizat prin $U = \text{const}$. În schema echivalentă (fig. 17.1, *b*) sînt

reprezentate reactanțele elementelor componente, care au o importanță mai mare în studiul stabilității statice, neglijîndu-se rezistențele. Astfel, generatorul este reprezentat prin reactanța sincronă x_d corespunzătoare funcționării în regim stabilizat și prin tensiunea electromotoare E_d în spatele acestei reactanțe, iar transformatorul și linia prin reactanțele lor directe. Tensiunea electromotoare se consideră constantă, admițînd că regulatorul de tensiune nu acționează.

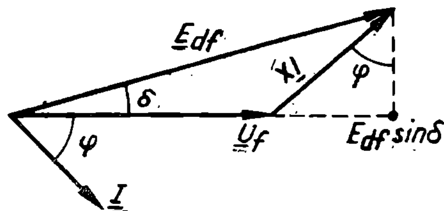


Fig. 17.2. Diagrama fazorială pentru situația din figura 17.1.

Întrucît sînt neglijate toate rezistențele, puterea activă P transmisă la bara de putere infinită reprezintă și puterea produsă de generator și respectiv puterea la arborele turbinei care antrenează generatorul, denumită puterea mecanică P_m.

Diagrama fazorială a acestui transport de putere este reprezentată în figura 17.2. Puterea activă produsă de generator este dată de relația

$$P = \sqrt{3} UI \cos \varphi. \quad (17.1)$$

Din diagrama fazorială se constată că:

$$x \cdot I \cos \varphi = E_{df} \sin \delta = \frac{E_d}{\sqrt{3}} \sin \delta \quad (17.2)$$

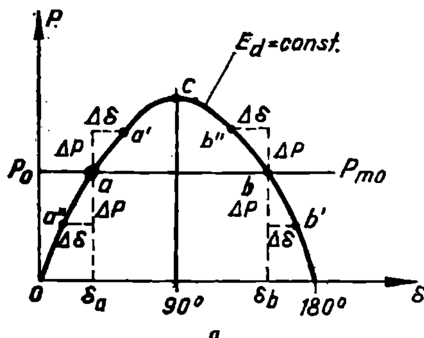
sau introducînd expresia (17.2) în (17.1) se obține expresia puterii active:

$$P = \frac{E_d \cdot U}{x} \sin \delta, \quad (17.3)$$

unde δ reprezintă defazajul dintre tensiunea electromotoare E_d și tensiunea la barele sistemului U.

Dacă în relația (17.3) mărimile E_d, U și x au valori constante, rezultă că puterea activă debitată de generator este o funcție de sin δ, adică variază în funcție de unghiul δ după o sinusoidă (fig. 17.3) care poartă numele de *caracteristică de putere activă a generatorului* sau *caracteristică internă.*

Se consideră că în funcționarea inițială generatorul debitează o anumită putere activă P_0, căreia îi corespunde o putere mecanică la arborele turbinei,



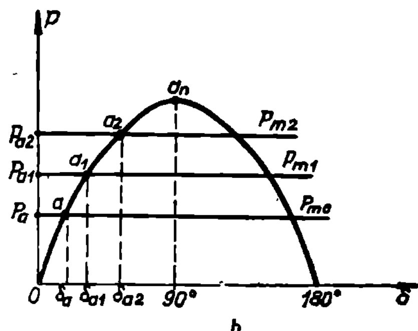


Fig. 17.3. Caracteristica de putere activă a unui generator debitînd pe bare de putere infinită.

neglijînd pierderile mecanice $P_{m0} = P_0$. Dacă în figura 17.3, *a* se duce o paralelă la axa $O\delta$, pentru $P = P_0 = P_{m0}$ se constată că aceasta determină pe caracteristica de putere două puncte *a*, pe partea ascendentă a curbei, şi *b* — pe partea descendentă. Acestea reprezintă două puncte posibile de funcţionare şi fiecăruia îi corespunde cîte un unghi δ, respectiv δ_a şi δ_b, pentru care generatorul debitează aceeaşi putere activă P_0.

Pentru a determina care dintre ele reprezintă punctul stabil de funcţionare este necesar să se examineze comportarea lor cînd intervin anumite schimbări.

Astfel, dacă în cazul funcţionării în punctul *a* se presupune că dintr-un motiv oarecare unghiul δ_a a crescut cu valoarea $\Delta\delta$, astfel că punctul de funcţionare se mută din *a* în *a'*, se constată că creşterii unghiului îi corespunde o creştere ΔP a puterii active debitate de generator. Ţinînd seama că în acest timp puterea dezvoltată de motorul primar a rămas constantă, rezultă că generatorul debitează o putere mai mare decît aceea pe care o primeşte şi ca urmare, viteza rotorului trebuie să scadă (rotorul este frînat). Odată cu aceasta scade şi unghiul δ pînă la valoarea δ_a, iar punctul de funcţionare se va reîntoarce în punctul *a*. În mod analog se poate arăta că, în cazul descreşterii unghiului δ_a cu $\Delta\delta$, puterea debitată de generator devine mai mică decît puterea mecanică, ceea ce face ca rotorul să fie accelerat, unghiul δ să crească pînă la δ_a, iar puterea debitată să revină la valoarea P_0, corespunzătoare punctului *a*.

Se observă deci că în ambele cazuri examinate, variaţia unghiului δ este de acelaşi sens cu variaţia lui *P*, adică la o creştere a lui δ corespunde o creştere a lui *P* şi invers. Această legătură dintre variaţiile $\Delta\delta$ şi ΔP, care sînt de acelaşi semn, se exprimă prin relaţia:

$$\frac{\Delta P}{\Delta\delta} > 0. \tag{17.4}$$

Considerînd punctul de funcţionare *b* se presupune de asemenea că unghiul δ a crescut cu $\Delta\delta$. După diagrama din figura 17.3 se observă că acestei creşteri a unghiului îi corespunde o reducere cu ΔP a puterii debitate de generator. În acest caz generatorul debitînd o putere mai mică decît puterea P_{m0} dezvoltată de motorul primar, rotorul se accelerează, provocînd o nouă creştere a unghiului δ. Aceasta conduce la o nouă reducere a puterii debitate şi astfel ambalarea rotorului continuă, pînă cînd generatorul se desprinde, adică iese din sincronism. Un raţionament analog arată că în cazul descreşterii unghiului δ, puterea activă debitată de generator creşte devenind mai mare decît puterea mecanică P_{m0} şi rotorul se frînează provocînd descreşterea în continuare a unghiului δ, pînă cînd punctul de funcţionare ajunge în punctul stabil *a*. Din cele de mai sus rezultă concluzia că punctul *b* este un punct *nestabil* de funcţionare, deoarece la cea mai mică creştere a lui δ generatorul se desprinde, iar la cea mai mică descreştere a lui δ punctul de funcţionare se mută în *a*.

Se observă că, în cazul punctului *b*, variaţiile $\Delta\delta$ şi ΔP sînt de sensuri contrare şi deci condiţia (17.4) nu este îndeplinită.

Dacă se consideră mărimile elementare, această expresie se poate scrie sub forma:

$$\frac{dP}{d\delta} > 0 \tag{17.5}$$

şi reprezintă un criteriu practic de examinare a stabilităţii statice.

În funcționarea normală a generatoarelor punctul de funcționare considerat în a se poate deplasa, de exemplu, în a_1 respectiv la o putere activă debitată mai mare și acesta poate deveni punct stabil de funcționare, dacă prin creșterea admisiei aburului la turbină se crește și puterea mecanică de la P_{m0} la P_{m1}, pentru a realiza echilibrul $P_1 = P_{m1}$. Unghiul de defazaj δ crește de la valoarea δ_a la $\delta_{a1} > \delta_a$. Mărind în continuare admisia la turbină, crește și puterea debitată devenind P_{a2} căreia îi corespunde punctul de funcționare a_2 și unghiul de defazaj $\delta_{a2} > \delta_{a1} > \delta_a$ (fig. 17.3, *b*). De pe caracteristica de putere se constată că puterea debitată poate crește pînă la punctul a_n, care corespunde unghiului de defazaj $\delta = 90°$ și reprezintă, conform relației (17.3) puterea maximă (pentru $\sin \delta = 1$).

La o mărire ulterioară a admisiei, punctul de funcționare trece pe partea descendentă a caracteristicii de putere și generatorul devine instabil.

În timpul funcționării generatoarelor conectate în paralel, este necesar ca punctul de funcționare să fie suficient de depărtat de punctul limită c, respectiv mai jos pe partea ascendentă a curbei pentru a evita posibilitatea de desprindere a generatoarelor, ca urmare a variației sarcinii care are loc permanent într-un sistem energetic. Se definește un *coeficient de stabilitate statică* prin raportul dintre puterea maximă P_c și puterea debitată P_a:

$$K_s = \frac{P_c - P_a}{P_c} \cdot 100. \tag{17.6}$$

Cu cît valorile coeficientului K_s sînt mai mari, cu atît rezerva de stabilitate statică este mai mare. Nu se poate însă lucra cu coeficienți prea mari de siguranță, deoarece aceasta ar însemna utilizarea incompletă a puterii generatoarelor. În mod obișnuit se lucrează cu coeficienți de ordinul $K_s = 15\% - 20\%$.

17.1.2. Considerarea influenței regulatoarelor de tensiune în cazul criteriului $\frac{dP}{d\delta}$. În situația considerată mai sus, în relația (17.3), pe lîngă reactanța x, considerată constantă și tensiunea U menținută constantă datorită puterii infinite considerate pentru sistemul din spatele barei, s-a mai admis că este constantă și tensiunea electromotoare E_d din spatele reactanței sincrone și s-a obținut caracteristica de putere din figura 17.3, *a* pentru $E_d = \text{const}$. De asemenea, s-a menținut constantă tensiunea electromotoare și în cazul cînd s-a considerat că puterea debitată crește de la P_a pînă la P_{max}, odată cu creșterea admisiei, adică nu s-a variat curentul de excitație cu ajutorul regulatorului de tensiune al generatorului.

În prezent, practic, toate generatoarele și îndeosebi cele de puteri mari, de exemplu peste 50 MW, sînt prevăzute cu regulatoare automate de tensiune, unele chiar foarte rapide, care atunci cînd variază sarcina generatorului și odată cu aceasta și tensiunea la borne, intervin și modifică tensiunea electromotoare E_d, acționînd asupra curentului de excitație pentru a menține tensiunea la bornele generatorului în limitele normale.

Astfel, dacă puterea cerută și cea la arborele turbinei cresc față de o anumită valoare inițială, în cazul că nu intervine regulatorul, tensiunea la bornele generatorului scade. Prin intervenția regulatorului în sensul menținerii constante a tensiunii generatoarelor, se acționează asupra excitației în sensul creșterii

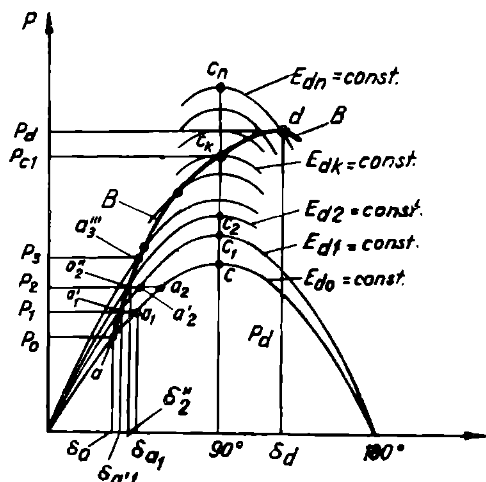


Fig. 17.4. Caracteristica de putere activă considerînd influenţa regulatorului de tensiune.

curentului acesteia, respectiv a tensiunii electromotoare E_d. La micşorarea sarcinii regulatorul acţionează în sens invers, reducînd excitaţia, respectiv tensiunea E_d, pentru a menţine tensiunea generatorului constantă.

Luînd în considerare numai primul caz, cel privind creşterea tensiunii E_d, care prezintă importanţă mai mare, din expresia (17.3) se constată că, dacă valoarea lui E_d creşte, caracteristica de putere va avea o valoare maximă mai mare decît cea pentru situaţia iniţială.

Pentru a analiza mai de aproape influenţa regulatorului se va relua exemplul anterior, a cărui caracteristică de putere este reprezentată în figura 17.3, *b* şi reluată în figura 17.4.

Se presupune că puterea debitată de generator creşte de la P_0 la P_1, crescînd corespunzător şi admisia la turbină. Punctul de funcţionare pentru P_0 este *a* corespunzînd tensiunii electromotoare E_d şi defazajului δ_a. Crescînd puterea pînă la P_1, din figura 17.4 se constată că, dacă tensiunea electromotoare rămîne neschimbată E_{d0}, adică regulatorul de tensiune nu acţionează, punctul de funcţionare trece din *a* în a_1, căruia îi corespunde unghiul de defazaj $\delta_{a1} > \delta_a$. Punctul de funcţionare a_1 fiind mai aproape de valoarea maximă *c*, rezultă că rezerva de stabilitate (ec. 17.6) se micşorează, deoarece numărătorul expresiei se reduce, numitorul rămînînd constant.

Prin intervenţia regulatorului de tensiune, pentru a menţine tensiunea constantă la bornele generatorului, care altfel ar scădea la creşterea puterii de la P_0 la P_1, se măreşte curentul de excitaţie şi tensiunea electromotoare creşte de la E_{d0} la E_{d1}. Aceasta conduce de fapt la o nouă caracteristică de putere pentru E_{d1} = const., a cărei putere maximă este $P_{c1} > P_c$.

Punctul de funcţionare trece din *a* în a_1', căruia îi corespunde unghiul de defazaj $\delta_{a1}' < \delta_{a1}$ şi rezerva de stabilitate creşte. Ambele consecinţe, respectiv creşterea puterii maxime şi micşorarea unghiului de defazaj conduc la îmbunătăţirea condiţiilor de stabilitate statică. Presupunînd că puterea debitată creşte în continuare de la P_1 la P_2, procesul se desfăşoară similar. În acest caz punctele de funcţionare sînt (fig. 17.4): a_2 corespunzător tensiunii electromotoare E_{d0} = const. şi a_2' corespunzător t.e.m. E_{d1} = const.

Dacă intervine din nou regulatorul de tensiune şi aduce t.e.m. la valoarea $E_{d2} > E_{d1}$, căreia îi corespunde o nouă caracteristică de putere (E_{d2} = const.), cu o putere maximă $P_{c2} > P_{c1} > P_c$ punctul de funcţionare devine a_2'', avînd defazajul $\delta_{a2}'' < \delta_{a2}' < \delta_{a2}$, ceea ce reprezintă iarăşi condiţii de stabilitate mai bune. Se poate deci trage concluzia că intervenţia regulatoarelor de tensiune conduce la îmbunătăţirea condiţiilor de stabilitate statică.

Din figura 17.4 se constată că unghiul $\delta_a < \delta_{a1}'$ şi $\delta_{a1}' < \delta_{a2}''$ adică, creşterea puterii debitate de generator, conduce şi în cazul intervenţiei regulatorului de tensiune la creşterea defazajului δ, dar creşterea este mai lentă.

Unind punctul inițial de funcționare a cu punctele de funcționare a'_1, a''_2, a'''_3 etc., corespunzătoare unor puteri debitate $P_1 > P_0$, $P_2 > P_1$, $P_3 > P_2$ etc., situate pe caracteristici de putere rezultate în urma acționării regulatorului de tensiune pentru $E_{d1} = \text{const.}$, $E_{d2} = \text{const.}$ etc., iar $E_{d1} > E_{d0}$, $E_{d2} > E_{d1}$ etc. se obține o nouă curbă B, care este tot o caracteristică de putere (fig. 17.4). Această curbă, care se numește și *caracteristica extremă*, continuă să fie crescătoare pentru $\delta = 90°$ (c_k) unde corespund puterile maxime pentru curbele $E_d = \text{const.}$ Maximul acestei curbe, d, respectiv puterea maximă P_d corespunde unui defazaj mai mare de 90°. Se remarcă faptul că acest punct se găsește pe partea descendentă a caracteristicii interne pentru $E_{dn} = \text{const.}$ care reprezintă, așa cum s-a arătat anterior, zona punctelor de funcționare instabile. Aceasta se întîmplă în cazul cînd generatorul nu este echipat cu regulator de tensiune sau este echipat cu un regulator lent (de tip electromecanic Tirril). Pentru ca punctele de funcționare situate între c_k și d să fie stabile, este necesar ca regulatoarele de tensiune ale generatoarelor să fie foarte rapide și foarte sensibile. Zona de funcționare peste $\delta = 90°$, adică c_k și d, se numește *zona de stabilitate artificială*.

Se precizează însă că deși este posibilă funcționarea stabilă în zona de stabilitate artificială, totuși, în realitate, din motive de prudență nu se depășește unghiul de defazaj $\delta = 90°$ și respectiv puterea P_{c_k}, porțiunea ascendentă $c_k - d$ a caracteristicii externe fiind luată în considerare ca rezervă a stabilității statice.

Criteriul de stabilitate $\frac{dP}{d\delta} > 0$, și aplicat mai sus, pentru cazul examinat, un generator debitînd pe o bară a unui sistem de putere infinită, se poate aplica și pentru scheme mai complexe, adică pentru două centrale electrice de puteri comparabile, care funcționează în paralel sau chiar pentru mai multe centrale funcționînd în paralel în cadrul unui sistem energetic.

Ca o remarcă în folosirea criteriului $\frac{dP}{d\delta}$ se poate spune că, întrucît puterea pe care o poate debita cu suficientă rezervă de stabilitate un generator sau un grup de generatoare, este funcție de reactanța x, și aceasta este proporțională cu distanța dintre surse, utilizarea acestuia este indicată în cazul unor distanțe mari, adică al unor linii lungi, între sursele a căror stabilitate se examinează.

Volumul de calcul este cu atît mai mare cu cît numărul de centrale este mai mare și sistemul energetic este mai complex. Pentru astfel de cazuri sînt întocmite programe de calcul și se utilizează calculatoarele electronice cifrice.

17.1.3. Analiza stabilității statice cu criteriul $\frac{dQ}{dU}$. În sistemele energetice există o legătură strînsă între circulația puterilor reactive și tensiunile din noduri. De asemenea, comportarea consumatorilor în funcționare este influențată de valorile pe care le au tensiunile în nodurile la care sînt racordați. Variații mari ale tensiunilor și respectiv ale puterilor reactive pot să conducă la perturbări în sistem, care să aibă drept consecință, așa cum se va arăta mai departe, pierderea stabilității sistemului.

Pentru stabilirea relației care există între puterea reactivă și tensiune se va folosi schema din figura 17.5, care reprezintă un generator echivalent, ce debitează printr-o linie cu simplu circuit o putere $P_2 - jQ_2$, pe bara unui

nod 2 al unui sistem energetic. Calculînd căderea de tensiune datorită puterii din nodul 2 şi reactanţei rezultante x, care reprezintă suma reactanţelor generatorului, transformatorului şi liniei, respectiv:

$$x = x_d + x_T + x_L,$$

se calculează E_{df} folosind relaţia:

$$E_{df} = \sqrt{(U_{2f} + xI_2 \sin \varphi_2)^2 + (xI_2 \cos \varphi_2)^2} \tag{17.7}$$

sau în funcţie de puteri şi tensiune:

$$E_{df} = \sqrt{\left(U_{2f} + \frac{Q_2 x}{U_2}\right)^2 + \left(\frac{P_2 x}{U_2}\right)^2}. \tag{17.8}$$

De asemenea se calculează (fig. 17.5, *b*):

$$\operatorname{tg} \delta = \frac{xI_2 \cos \varphi_2}{U_{2f} + xI_2 \sin \varphi_2}. \tag{17.9}$$

În nodul 2, în regimul normal de funcţionare, adică pentru o valoare admisibilă a lui U_2, respectiv U_{20}, se stabileşte un echilibru între două puteri reactive, şi anume între puterea reactivă Q_{g2}, reprezentînd puterea reactivă care intră în nodul 2 venind de la generatorul echivalent, şi puterea Q_2 reprezentînd puterea reactivă pe care o preia din nodul 2 zona de consumatori, corespunzător tensiunii U_{20} (fig. 17.6, *a*). Punctul *a* corespunde acestui echilibru şi constituie de fapt intersecţia a două caracteristici, şi anume: $Q_g = f_1(U)$ care reprezintă curba de variaţie a puterii reactive produsă de generatoare, care intră în nodul 2 şi $Q_c = f_2(U)$ — curba de variaţie a puterii reactive pe care o preia din nodul 2 consumatorul alimentat din acest nod.

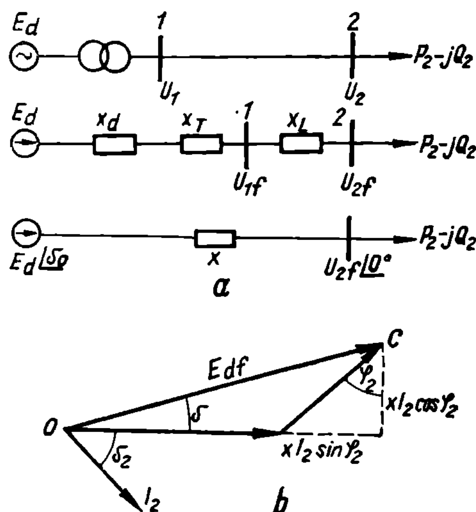


Fig. 17.5.
a — schema unui generator debitînd pe bara unui sistem de putere infinită (U_2 = const.); *b* — diagrama fazorială corespunzătoare.

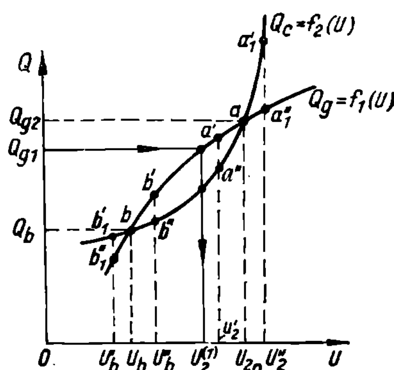


Fig. 17.6. Diagrama $Q = f(U)$.

Stabilirea formei celor două caracteristici se face diferit pentru Q_g şi Q_c. Astfel, pentru determinarea curbei $Q_g = f_1(U)$ se pleacă de la expresia puterii reactive:

$$Q_{g2} = \sqrt{3} U_2 I_2 \sin \varphi_2. \qquad (17.10)$$

Din diagrama fazorială (fig. 17.5, *b*) se observă că

$$E_{df} \cos \delta = U_{df} + x I_2 \sin \varphi_2, \qquad (17.11)$$

de unde:

$$I_2 \sin \varphi_2 = \frac{E_{df}}{x} \cos \delta - \frac{U_{2f}}{x}. \qquad (17.12)$$

Introducînd expresia (17.12) în (17.10), se obţine:

$$Q_{g2} = \frac{\sqrt{3} U_2 E_{df}}{x} \cos \delta - \frac{\sqrt{3} U_2 U_{2f}}{x} \qquad (17.13)$$

sau:

$$Q_{g2} = \frac{E_d \cdot U_2}{x} \cos \delta - \frac{U_2^2}{x}. \qquad (17.14)$$

Cu această expresie, dacă se înlocuiesc valorile mărimilor corespunzătoare regimului normal de funcţionare, se obţine puterea reactivă $Q_{g2} = Q_2$ corespunzătoare punctului *a*. Pentru determinarea unui alt punct al caracteristicii $Q_g = f_1(U)$, de exemplu, Q_{g1} se consideră pentru U_2 o valoare $U_2^{(1)} < U_{20}$ şi se admite, făcîndu-se ipoteza că regulatorul de tensiune al generatorului nu acţionează, că $E_d = \text{const}$. Se consideră, de asemenea, că puterea P_2 preluată de consumator nu variază, dacă tensiunea U_2 devine $U_2^{(1)}$. Utilizînd apoi relaţia (17.3) se poate determina sin δ:

$$\sin \delta = \frac{P_2 \cdot x}{E_d \cdot U_2^{(1)}} \qquad (17.15)$$

cu care se determină cos δ. Introducînd această valoare şi pe $U_2^{(1)}$ în expresia (17.14), se obţine noua valoare a puterii reactive Q_{g1}. Dacă se scade treptat tensiunea U_2, prin acelaşi procedeu se pot determina valori succesive ale lui Q_g, cu care se trasează curba $Q_g = f_1(U)$.

Forma caracteristicii $Q_c = f_2(U)$, care se numeşte şi *caracteristica statică pentru puterea reactivă a consumatorilor*, şi arată cum variază consumul de putere reactivă funcţie de variaţia tensiunii, depinde de structura (componenţa) consumatorilor şi de treapta de tensiune pentru care se stabileşte. Cum în general în componenţa consumatorilor motoarele asincrone au ponderea cea mai mare, caracteristica statică a acestora (fig. 17.7) influenţează în mare măsură forma curbei $Q_c = f_2(U)$. Pentru determinarea acesteia se pot face măsurători în diferitele noduri ale sistemului energetic. Forma caracteristicii $Q_c = f_2(U)$ este, în principiu, similară celei redată în figura 17.6.

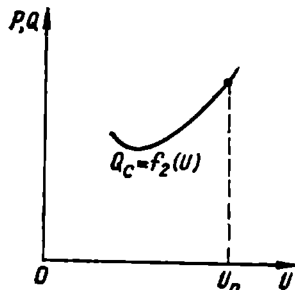


Fig. 17.7. Caracteristica statică a motorului asincron.

Din această figură se constată, pe de o parte, că cele două curbe se intersectează în două punc-

te a și b, fiecare putînd fi punct de funcționare și, pe de altă parte, că în zona dintre punctele a și b curba puterii reactive generate Q_g este situată deasupra curbei puterii reactive consumate Q_c, iar în afara punctelor a și b poziția lor relativă este inversă.

Pentru a stabili care dintre cele două puncte a și b corespunde funcționării stabile, se va analiza comportarea nodului în fiecare punct în cazul apariției unor perturbații.

Se presupune că punctul de funcționare este a, căruia îi corespunde tensiunea U_{20} și puterea reactivă Q_{g2} și apare, de exemplu, o scădere a tensiunii pînă la valoarea U_2' (fig. 17.6).

Pentru această tensiune se constată că, puterea reactivă care intră în nod corespunzînd lui a' este mai mare decît puterea reactivă cerută de consumatori (punctul a'') și deci, apare la nodul respectiv un excedent de putere reactivă $\Delta Q = Q_{a'} - Q_{a''}$, care conduce la creșterea tensiunii nodului de la U_2' pînă la U_{20}, unde se restabilește echilibrul între cele două puteri reactive. Dacă perturbația constă în creșterea tensiunii nodului de la U_{20} pînă la U_2'' se constată că la nodul rețelei apare un deficit de putere reactivă $-\Delta Q = Q_{a_1'} - Q_{a_1''}$, deoarece puterea reactivă care intră în nod $Q_{a_1'}$ este mai mică decît cea care este necesară consumatorilor la tensiunea U_2'' și în consecință tensiunea scade de la valoarea U_2'', ajungînd la valoarea U_{20} corespunzătoare punctului inițial de funcționare a. Rezultă, deci, că a reprezintă un punct de funcționare stabil, deoarece în cazul oricărei perturbații funcționarea revine în punctul inițial.

Dacă se consideră b ca punct de funcționare, caracterizat de mărimile Q_b și U_b, dacă nu apare nici o perturbație, funcționarea este posibilă. În cazul că apare o perturbație, de exemplu, tensiunea crește de la U_b la U_b'', iar în nod apare un excedent de putere reactivă $\Delta Q = Q_{b'} - Q_{b''}$ care conduce nu la scăderea tensiunii ci la creșterea ei în continuare pînă se ajunge în a unde funcționarea se stabilizează. Presupunînd acum că tensiunea scade de la U_b la U_b', se constată apariția unui deficit de putere reactivă $-\Delta Q = Q_{b_1''} - Q_{b_1'}$, ceea ce conduce la scăderea în continuare a tensiunii, urmată de creșterea deficitului $-\Delta Q$ și respectiv scăderea tensiunii sub forma unei *avalanșe*, care conduce la pierderea stabilității nodului respectiv și aceasta poate influența, funcție de mărimea nodului și funcționarea restului sistemului. În concluzie, în punctul b funcționarea este *instabilă*.

În continuare, este necesar să se examineze condițiile în care se asigură stabilitatea în funcționare după criteriul dQ/dU.

Atît din figura 17.7, cît și din figura 17.8 unde este reluată situația inițială de funcționare, se constată că între punctele a și b curba puterii reactive produse fiind deasupra și cea a puterii reactive consumate fiind dedesubt, apare o zonă de excedent de putere reactivă. Aceasta se pune în evidență făcînd diferența dintre cele două curbe, din care se obține curba $\Delta Q = Q_g - Q_c$ care are o valoare maximă pentru o anumită valoare a tensiunii U_{cr}.

Considerînd că în nodul sistemului pe care îl analizăm crește consumul de putere reactivă corespunzător caracteristicii Q_{c1}, fără să se schimbe caracteristica Q_g a puterii reactive care intră în nod, se constată că punctul de funcționare stabilă a trece în poziția a_1 corespunzător unei tensiuni de funcționare U_{a1} mai mică decît U_a (fig. 17.8). De asemenea, se reduce și rezerva de putere reactivă $\Delta Q_1 = Q_g - Q_{c1}$ și valoarea sa maximă, dar aceasta corespunde aceleiași tensiuni U_{cr} pentru că nu s-a schimbat forma curbei Q_c.

Dacă consumul continuă să crească, curba Q_{c1} se ridică în poziţia Q_{c2}, punctul de funcţionare trece în a_2 la o tensiune U_{a2} şi mai mică şi rezerva de putere reactivă scade mai mult; de asemenea, scade şi valoarea maximă la aceeaşi tensiune U_{cr}.

La o creştere suplimentară a consumului, corespunzătoare curbei Q_{c3} se constată că aceasta devine tangentă la curba Q_g în punctul a_c, care se confundă şi cu punctul b_c instabil, iar rezerva de putere reactivă devine zero. Valoarea tensiunii U_{cr} pentru care se realizează această situaţie se numeşte *tensiune critică* şi corespunde valorii maxime a rezervei de putere reactivă.

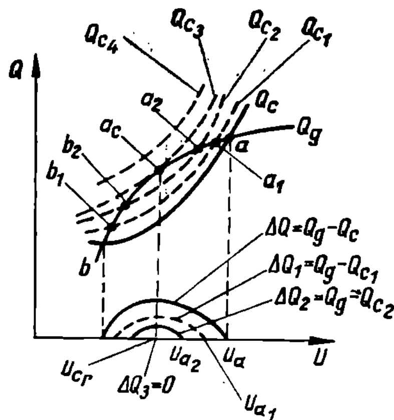


Fig. 17.8. Stabilirea tensiunii critice.

Dacă consumul ar continua să crească, corespunzător curbei Q_{c4}, se constată că aceasta nu se mai intersectează cu caracteristica Q_g şi deci, stabilitatea funcţionării nu mai este asigurată.

În urma acestei analize se constată că stabilitatea este asigurată dacă punctul de funcţionare este pe porţiunea $a—a_c$ a curbei Q_g şi scade pe măsură ce se apropie de a_c şi devine nulă cînd a_c este chiar punctul de funcţionare.

Referindu-ne la curbele ΔQ reprezentînd diferenţele $Q_g - Q_c$, rezultă că stabilitatea este asigurată atunci cînd punctul de funcţionare se află în zona $U_a - U_{cr}$, adică pe porţiunea ascendentă a curbelor $\Delta Q = f(U)$. Derivata $d(\Delta Q)/dU$ într-un punct oarecare la această curbă pe porţiunea ascendentă, pe care nodul sistemului este stabil, este negativă şi deci criteriul de stabilitate $\frac{dQ}{dU}$ devine $\frac{d(\Delta Q)}{dU} < 0$.

Pentru valoarea maximă a lui ΔQ valoarea derivatei este zero şi deci stabilitatea nu mai este asigurată, precum şi pe partea descendentă a curbei ΔQ unde derivata este pozitivă.

Rezultă deci, că dacă atît pentru nodul sistemului care a fost analizat, precum şi pentru oricare alt nod al sistemului se determină tensiunea critică, pentru a asigura funcţionarea stabilă, adică $\frac{dQ}{dU} < 0$, este necesar ca tensiunea reală la barele nodului să fie mai mare decît tensiunea critică. Se poate stabili şi un coeficient K_Q care să indice rezerva de stabilitate, dat de expresia:

$$K_Q = \frac{U_r - U_{cr}}{U_r} \cdot 100, \qquad (17.16)$$

în care U_r este tensiunea reală la bare.

Valoarea coeficientului K_Q este de 10—15% în cazul situaţiei normale a sistemului şi de 5—10% în situaţii de după avarie, cînd unele elemente ale sistemului (linie, transformator) nu sînt în funcţiune.

Tensiunea critică U_{cr} se poate calcula, şi este necesar să fie determinată pentru fiecare nod consumator al sistemului energetic, după ce s-au stabilit, aşa cum s-a arătat mai sus, cele două caracteristici $Q_g = f_1(U)$ şi $Q_c = f_2(U)$. Efectuînd diferenţa acestor curbe $\Delta Q = Q_g - Q_c$, se determină valoarea maximă a acesteia, căreia îi corespunde tensiunea critică (fig. 17.8).

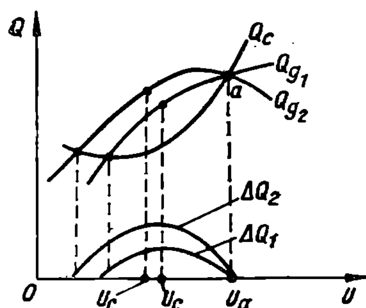


Fig. 17.9. Influenţa regulatorului de tensiune.

17.1.4. Influenţa regulatorului de tensiune asupra stabilităţii statice, după criteriul $\frac{dQ}{dU}$. În cadrul examinării făcute mai sus, s-a considerat că regulatoarele de tensiune ale generatoarelor nu au acţionat în timpul apariţiei perturbaţiilor şi drept consecinţă, tensiunea electromotoare a grupului echivalent E_d, în relaţia (17.14), s-a menţinut tot timpul constantă.

Întrucît însă generatoarele sînt prevăzute cu regulatoare de tensiune, acestea intervin atunci cînd sarcina reactivă a generatorului creşte şi tensiunea la bornele sale scade. Regulatorul menţine tensiunea constantă la bornele generatorului, crescînd curentul de excitaţie şi deci pe E_d pînă cînd se ajunge la valoarea maximă a acestor mărimi.

În calculele care se fac pentru determinarea caracteristicii $Q_g = f_1(U)$ se poate ţine seama de faptul că E_d creşte pe măsură ce regimul de funcţionare se înrăutăţeşte, adică U_2 scade. Aceasta conduce la obţinerea unei caracteristici (fig. 17.9) Q_{g_2} situată deasupra caracteristicii Q_{g_1} stabilită fără considerarea regulatorului. Consecinţa obţinerii curbei Q_{g_2} constă, aşa cum se constată şi din figură, în faptul că rezerva de putere reactivă ΔQ_2 este mai mare decît în primul caz, cînd este ΔQ_1 şi totodată tensiunea critică U_{cr_2} se deplasează spre valori mai mici ale tensiunii $U_{cr_2} < U_{cr_1}$.

Aceasta conduce la îmbunătăţirea condiţiilor de stabilitate, deoarece tensiunea la nodul respectiv din sistem poate scădea la valori mai mici decît în cazul fără regulator, şi stabilitatea să nu fie periclitată. De exemplu, din figura 17.9 se constată că, în cazul intervenţiei regulatorului tensiunea nodului poate ajunge la valoarea U_{cr_1} şi stabilitatea se menţine, deoarece punctul corespunzător pe curba ΔQ_2 este încă pe partea ascendentă a acesteia.

Calculul stabilităţii statice folosind criteriul $\frac{dQ}{dU}$ se poate face pentru toate nodurile sistemului energetic, dar prezintă importanţă mai mică pentru nodurile situate la capătul unor linii lungi, unde criteriul $\frac{dP}{d\delta}$ are prioritate, în schimb prezintă mai mare importanţă pentru nodurile unui sistem buclat cu linii de lungimi considerate normale pentru tensiunile respective.

Criteriul se poate aplica şi pentru scheme mai complexe, volumul de calcule necesar crescînd corespunzător.

17.2. Stabilitatea dinamică a sistemelor energetice

Stabilitatea dinamică se studiază pentru a aprecia posibilitatea generatoarelor din cadrul unui sistem energetic de a rămîne în funcţiune, în cazul unor perturbaţii bruşte, de mare amplitudine care apar, în general, din cauza scurtcircuitelor. Aceasta deoarece, după apariţia deranjamentului, în sistem începe un proces dinamic caracterizat prin variaţii mari ale tensiunilor şi

curenţilor, printr-un schimb de puteri între generatoare, cunoscut sub numele de *pendulări* şi creşteri ale unghiului de defazaj dintre rotoarele diferitelor generatoare din sistem. În urma acestui proces, sistemul poate reveni într-o nouă situaţie de funcţionare stabilizată, dacă oscilaţiile mărimilor menţionate se atenuează, sau se poate pierde stabilitatea sistemului prin ieşirea generatoarelor din sincronism, dacă oscilaţiile cresc în timpul procesului dinamic.

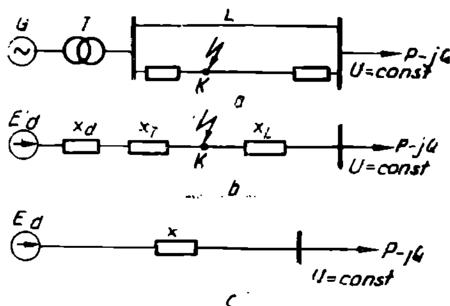


Fig. 17.10. Schema unui generator debitînd pe bare de putere infinită.

Pentru exemplificare, se consideră o centrală electrică, ale cărei grupuri generatoare considerate bloc cu transformatoarele sînt reprezentate printr-un grup echivalent generator-transformator şi care debitează pe o bară de putere infinită printr-o linie cu dublu circuit (fig. 17.10, *a*).

În schema echivalentă (fig. 17.10, *b*) generatoarele sînt reprezentate prin reactanţa tranzitorie x_d' şi tensiunea electromotoare în spatele acestei reactanţe E_d', transformatoarele prin reactanţa x_T, iar cele două circuite ale liniei prin reactanţa echivalentă x_L. Reactanţa totală între E_d' şi U (fig. 17.10, *c*) este:

$$x = x_d' + x_T + x_L. \tag{17.17}$$

Schema considerată reprezintă regimul normal de funcţionare, pentru care utilizînd relaţia:

$$P = \frac{E_d' \cdot U}{x} \sin \delta. \tag{17.18}$$

se poate trasa caracteristica de putere $P = f(\delta)$ pentru acest regim (fig. 17.11, *a* curba *N*) pe care punctul stabil de funcţionare este *a*.

În ipoteza că în punctul *K*, situat pe unul din circuitele liniei la ieşirea de la bare, imediat după întreruptorul *I*, apare un scurtcircuit trifazat schema echivalentă devine cea din figura 17.11, *b*. În această schemă, în punctul de defect, apare o legătură directă de rezistenţă zero, la pămînt, reprezentînd scurtcircuitul trifazat.

În acest caz reactanţa dintre E_d' şi U se calculează ţinînd seama de steaua formată datorită apariţiei defectului şi ea reprezintă o latură a triunghiului ce se obţine prin transfigurarea stelei menţionate mai sus. Această reactanţă are următoarea expresie:

$$x_1 = (x_d' + x_T) + x_L + \frac{(x_d' + x_T) \cdot x_L}{0}. \tag{17.19}$$

Întrucît ultimul termen al relaţiei este infinit, deoarece numărătorul este zero, rezultă că $x_1 = \infty$. Introducînd această valoare în expresia (17.18) pentru a stabili forma caracteristicii de putere în situaţia de avarie se obţine:

$$P_{Av} = \frac{E_d' \cdot U}{\infty} \sin \delta, \tag{17.20}$$

unde E_d' şi U se menţin constante şi egale cu valorile din expresia (17.18).

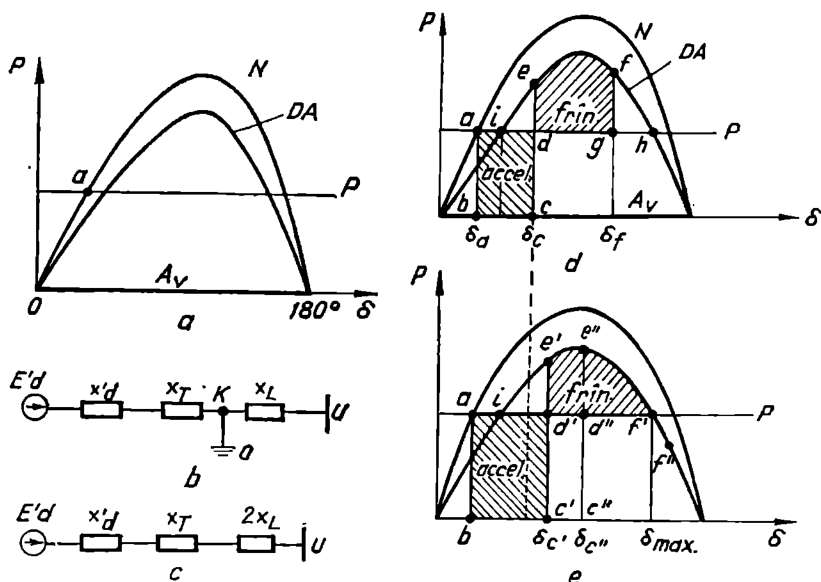


Fig. 17.11. Stabilitatea dinamică în cazul unui scurtcircuit trifazat:
a, d, e, — caracteristici de putere; *b, c* — scheme echivalente.

Din expresia (17.20) rezultă deci că puterea activă debitată de centrală în caz de scurtcircuit trifazat este zero, independent de valoarea lui δ, iar caracteristica de putere $P_{AV} = f(\delta)$ este o dreaptă și se confundă cu axa $O\delta$ (fig. 17.11, *a* curba AV).

Scurtcircuitul durează însă foarte puțin (cîteva zecimi de secundă), deoarece întreruptoarele I și I_1, de la cele două capete ale circuitului defect deconectează simultan acest circuit și defectul dispare.

Prin aceasta, reactanța liniei care în regim normal era x_L, reprezentînd reactanța echivalentă a celor două circuite, devine a unui singur circuit, rămas în funcțiune după avarie și deci se dublează, adică $2x_L$ (fig. 17.11, *c*).

În acest caz reactanța dintre E'_d și U devine:

$$x_2 = x'_d + x_T + 2x_L; \tag{17.21}$$

întrucît se consideră că E'_d și U nu variază nici în această situație, se poate stabili ecuația caracteristicii de putere *de după avarie*:

$$P_{DA} = \frac{E'_d \cdot U}{x_2} \sin \delta. \tag{17.22}$$

Este deci tot o sinusoidă ca și în regim normal de funcționare (17.18), dar comparînd numitorii, ținînd seama de valorile lui x (17.17) și x_2 (17.21), rezultă că $x_2 > x$ și deci, amplitudinea caracteristicii de după avarie DA va fi mai mică decît în regim normal (fig. 17.11, *a* curba DA).

În continuare, este necesar să se examineze comportarea generatoarelor centralei în caz de scurtcircuit trifazat admis în punctul K, cît și după deconectarea defectului. Deoarece trecerea de la situația normală la cea de scurtcircuit

și apoi la cea de după avarie are loc brusc, se va examina, propriu-zis, stabilitatea dinamică a centralei, în vederea găsirii condițiilor ca după deconectarea scurtcircuitului centrala să revină la o funcționare stabilizată.

Pentru aceasta este necesar să se examineze ce se întîmplă cu punctul de funcționare *a* din situația normală. Acest punct arată că centrala debitează în sistem o putere P avînd un defazaj între E'_d și U egal cu δ_a (fig. 17.11, *d*). Puterea debitată P reprezintă, de altfel, și puterea de la arborele turbinelor care antrenează generatoarele și care va fi menținută constantă tot timpul procesului tranzitoriu, considerînd că în timpul tuturor schimbărilor care apar regulatoarele turbinelor nu intervin și deci, cantitatea de abur care intră în turbine rămîne constantă, independent de unghiul δ.

Astfel, punctul de funcționare înainte de momentul apariției avariei era *a*, pe caracteristica de putere N din funcționarea normală. În momentul apariției avariei, care este un scurtcircuit trifazat, punctul de funcționare va trebui să treacă pe caracteristica de putere $P_{AV} = f(\delta)$, care conform relației (17.20) se confundă cu axa $O\delta$ respectiv cu dreapta $P = 0$. Deci, punctul de funcționare se deplasează din *a* pe axa $P = 0$ și anume în punctul *b*, care corespunde aceluiași defazaj δ_a, deoarece, datorită inerției rotoarelor acestea își mențin poziția față de cîmpul statoric în primul moment.

Se constată că, dacă punctul *a* era un punct în echilibru stabil, deoarece reprezenta egalitatea dintre puterea electrică P debitată în sistem și aceeași putere mecanică la arborele turbinelor, punctul *b* indică un dezechilibru între puterea mecanică P menținută constantă și puterea electrică debitată în caz de scurtcircuit trifazat egală cu zero. Aceasta înseamnă că la arborele grupurilor generatoare acționează un cuplu accelerator proporțional cu puterea P; deci, rotoarele generatoarelor încep să se accelereze și, în consecință, unghiul de defazaj crește de la valoarea δ_a pînă în momentul cînd protecția deconectează circuitul defect, de exemplu, pînă la valoarea δ_c. După deconectare se trece la o nouă caracteristică de putere, și anume cea de după avarie DA, iar punctul de funcționare trece din *c*, de pe caracteristica de avarie în *e* pe caracteristica de după avarie, corespunzător aceluiași unghi δ_c din momentul deconectării circuitului defect. Din figura 17.11, *d* se constată că punctul de funcționare *e*, care indică puterea electrică (segmentul *c—e*) debitată de centrală, depășește (cu segmentul *d—e*) puterea mecanică la arborii turbinelor. În acest caz, generatoarele debitează o putere electrică mai mare decît cea primită de la turbine, ceea ce conduce la frînarea grupurilor generatoare respectiv la micșorarea unghiului δ.

Frînarea, în sensul reducerii unghiului δ, nu începe însă chiar din primul moment de la trecerea pe caracteristica de după avarie, deoarece în timpul cît a durat scurtcircuitul grupurile s-au accelerat și masele în rotație au înmagazinat în această perioadă o energie cinetică suplimentară proporțională cu suprafața *abcd*. Această energie urmează să fie consumată în situația de după avarie, cînd generatoarele produc o putere electrică mai mare decît cea mecanică.

Din această cauză unghiul de defazaj δ_c corespunzător momentului de trecere pe curba de după avarie va continua să crească, dar cu o accelerație care se micșorează treptat pînă ajunge zero, pînă în punctul *f*, căruia îi corespunde unghiul maxim δ_f. Punctul *f* se stabilește astfel, încît aria *defg*, numită de frînare, să fie egală cu aria de accelerare *abcd*. Aria de frînare reprezintă

energia consumată în perioada cînd puterea electrică depăşeşte pe cea mecanică şi este egală cu energia înmagazinată în perioada de accelerare.

Punctul f, pentru care accelerația este zero, găsindu-se deasupra dreptei P, rotoarele generatoarelor continuă să se frîneze, dar acum accelerația devine negativă şi unghiul δ începe să scadă. Odată cu micşorarea unghiului, punctul de funcţionare trece prin punctul e şi prin i, punct de echilibru, deoarece, puterea electrică este egală cu cea mecanică, dar datorită inerţiei, rotoarele continuă să frîneze trecînd sub dreapta P, intrînd din nou în zona de accelerare. Unghiul δ continuă să scadă, dar din ce în ce mai încet, pînă la o anumită valoare de la care începe iar să crească trecînd din nou prin i, şi după cîteva oscilații amortizate de-o parte şi de alta a acestui punct de echilibru, punctul de funcţionare se stabileşte în i. În această situație se poate spune astfel, că centrala examinată este stabilă din punct de vedere dinamic, deoarece, după apariția şi eliminarea defectului, regimul de funcționare a redevenit stabil şi se continuă livrarea puterii în sistem.

Dacă deconectarea nu are loc atunci cînd $\delta = \delta_c$ ci ceva mai tîrziu, cînd $\delta = \delta_{c'}$ (fig. 17.11, e) se constată că aria de accelerare a crescut şi pentru echilibrarea ei va creşte şi aria de frînare. În consecință, punctul f se va deplasa spre valori mai mari ale lui δ. În cazul de față se consideră că $\delta_{c'}$ are o valoare pentru care condiția:

$$\text{aria } abc'd' = \text{aria } de'f'$$

este îndeplinită cînd punctul f' se găseşte deasupra dreptei P, dar foarte aproape de intersecția dreptei P cu caracteristica de putere de după avarie, unghiul care corespunde fiind δ_{max}.

Această poziție a punctului f' este limită, deoarece, acesta fiind chiar foarte puțin în zona de frînare, rotoarele vor putea să continue să se frîneze, δ micşorîndu-se şi, ca şi în cazul precedent, punctul de funcționare să se stabilească în i.

Presupunînd însă că unghiul de deconectare ar deveni mai mare decît $\delta_{c'}$, de exemplu $\delta_{c''}$, rezultă din figura 17.11, e că aria de accelerare $abc''d''$ se măreşte astfel încît nu mai poate fi echilibrată de aria de frînare maxim posibilă $e''d''f'$ de deasupra dreptei P. Din această cauză accelerația nu devine zero în f', ci acesta este deplasat spre valori ale unghiului δ mai mari decît δ_{max}, ajungînd din nou în zona de accelerare, ceea ce va conduce la accelerarea în continuare a rotoarelor şi deci, la creşterea unghiului δ, pînă cînd generatoarele centralei vor ieşi din sincronism şi vor fi deconectate de protecție. În acest caz, stabilitatea dinamică a centralei nu a mai putut fi asigurată.

Rezultă deci că, cu cît deconectarea defectului are loc la valori mai mici ale unghiului δ, cu atît este mai asigurată stabilitatea dinamică.

17.2.1. Determinarea timpului de deconectare a elementului avariat. Pentru deconectarea elementului defect, se dă comanda de protecție prin relee, care este reglată să acţioneze, nu în funcție de mărimea unghiului de defazaj δ, ci după un anumit timp. Pentru aceasta este necesar să se examineze variația unghiului δ în funcție de timp şi acest lucru se face prin rezolvarea ecuației de mişcare a generatoarelor care intervin în procesul tranzitoriu, care are următoarea formă:

$$\beta = \frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{\omega}{T_a} \cdot \Delta P, \tag{17.23}$$

în care:

$\beta = \frac{d^2\delta}{dt^2}$ reprezintă accelerația unghiulară a mașinii (generator plus turbină);

$\omega = 2\pi f$ — pulsația care, la exprimarea unghiului δ în grade, are valoarea $360 f = 18\,000°/s$;

T_a — constanta de timp mecanică a mașinii;

$\Delta P = P_m - P_e$ — puterea de accelerare, reprezentînd diferența dintre puterea mecanică la arborele turbinei și puterea electrică avînd expresia de forma (17.18).

Ecuația de mișcare sub forma:

$$\beta = \frac{\omega}{T_a}\left(P_m - \frac{EU}{x}\sin\delta\right), \tag{17.24}$$

poate fi rezolvată numai dacă $\frac{EU}{x} = 0$, situație care poate apare în unele cazuri de scurtcircuit trifazat, iar în celelalte cazuri se rezolvă prin aproximații, folosindu-se metoda de integrare pas cu pas.

Pentru prezentarea acestei metode se iau, în figura 17.12, *a* curba *I* reprezentînd caracteristica de putere în regim normal de funcționare, curba *II*

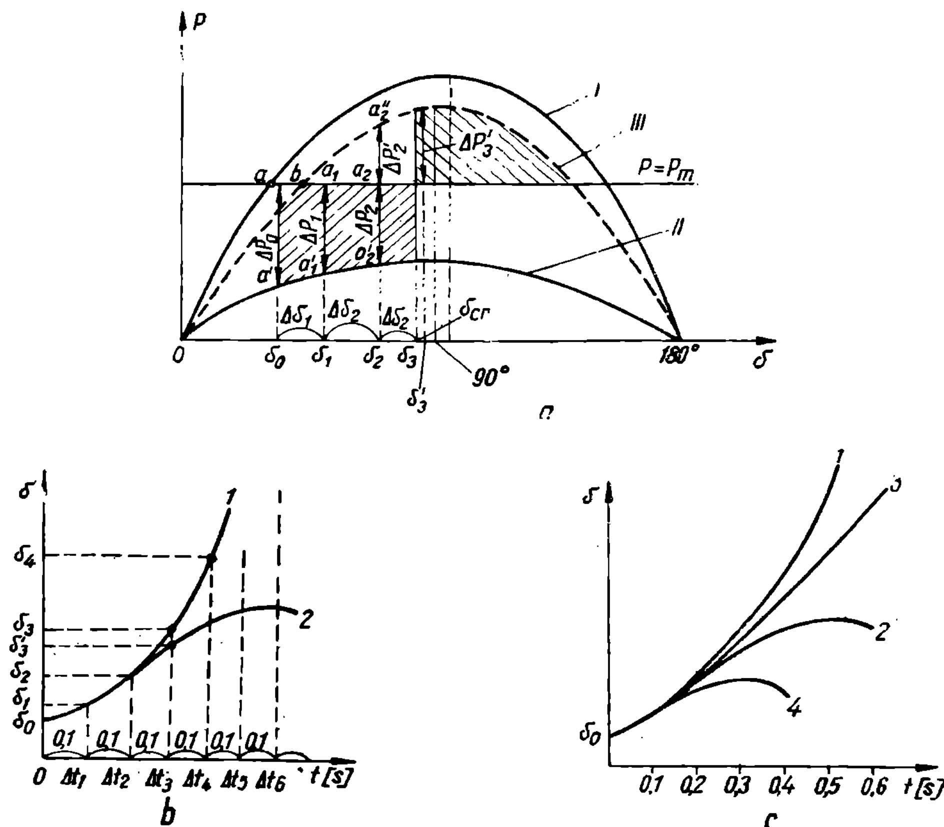


Fig. 17.12. Stabilirea timpului de deconectare a elementului avariat.

reprezentînd caracteristica de putere în regim de avarie, a — punctul de funcţionare normală şi a' — punctul de funcţionare în momentul apariţiei scurtcircuitului, unghiul de defazaj fiind δ_0. Diferenţa $\Delta P_0 = P_a - P_{a'}$ sau $P_m - P_{a'}$ reprezintă puterea de accelerare în momentul apariţiei scurtcircuitului, care apare datorită variaţiei bruşte a puterii electrice debitate de la P_a la $P_{a'}$.

Puterea de accelerare ΔP, în general, variază în timp; se poate considera însă că pentru un interval de timp foarte scurt, de exemplu $\Delta t = 0{,}1$ s, această putere rămîne constantă, respectiv $\Delta P = \Delta P_0$. În consecinţă, acceleraţia unghiulară în acest prim interval de timp rămîne constantă şi egală cu:

$$\beta_1 = \frac{\omega}{T_a} \cdot \Delta P_0, \tag{17.25}$$

iar creşterea vitezei unghiulare la finele perioadei Δt este

$$\Delta\omega_1 = \beta_1 \cdot \Delta t, \tag{17.26}$$

$\Delta\omega_1$ reprezintă propriu-zis o alunecare faţă de viteza unghiulară. Această alunecare la sfîrşitul primului interval Δt este egală cu alunecarea la începutul intervalului, care este zero, plus creşterea alunecării în timpul Δt, adică:

$$\Delta\omega_1 = 0 + \beta_1\Delta t = \frac{\omega}{T_a} \cdot \Delta t \cdot \Delta P_0. \tag{17.27}$$

Valoarea medie a alunecării în primul interval de timp este:

$$\Delta\omega_{m1} = \frac{0 + \Delta\omega_1}{2} = \frac{\omega \cdot \Delta t}{T_a} \cdot \frac{\Delta P_0}{2}. \tag{17.28}$$

Creşterea unghiului δ în acest interval de timp este:

$$\Delta\delta_1 = \Delta\omega_{m1} \cdot \Delta t = \frac{\omega \cdot \Delta t^2}{T_a} \cdot \frac{\Delta P_0}{2}, \tag{17.29}$$

iar unghiul δ_1 la sfîrşitul intervalului:

$$\delta_1 = \delta_0 + \Delta\delta_1. \tag{17.30}$$

Corespunzător unghiului δ_1 din figura 17.12, a se determină o nouă valoare a puterii de accelerare ΔP_1, care se consideră constantă pentru următorul interval de timp Δt şi cu care se calculează creşterea unghiului de defazaj $\Delta\delta_2$, şi anume:

$$\Delta\delta_2 = \Delta\omega_{m2} \cdot \Delta t = \left(\Delta\omega_1 + \frac{\Delta\omega_2}{2}\right) \cdot \Delta t = \Delta\omega_1 \cdot \Delta t + \frac{\omega \cdot \Delta t^2}{T_a} \cdot \frac{\Delta P_1}{2}. \tag{17.31}$$

Pentru îmbunătăţirea exactităţii calculului este necesar însă ca, în loc să se considere constantă pe tot intervalul Δt valoarea puterii de accelerare de la începutul intervalului, să se ia o valoare medie a puterilor de accelerare de la începutul şi sfîrşitul intervalului, adică pentru al doilea interval de timp. Astfel, în ecuaţia (17.27) alunecarea $\Delta\omega_1$ a fost calculată cu puterea de accelerare ΔP_0 de la începutul intervalului. Dacă se ia în loc de ΔP_0 o valoare medie:

$$\Delta P_{m1} = \frac{\Delta P_0 + \Delta P_1}{2}, \tag{17.32}$$

care se introduce în ecuația (17.27) se obține pentru creșterea $\Delta\delta_2$ a unghiului de defazaj, în al doilea interval de timp, următoarea expresie:

$$\Delta\delta_2 = \frac{\omega \cdot \Delta t^2}{T_a} \cdot \frac{\Delta P_0 + \Delta P_1}{2} + \frac{\omega \cdot \Delta t^2}{T_a} \cdot \frac{\Delta P_1}{2}, \quad (17.33)$$

care devine:

$$\Delta\delta_2 = \frac{\omega \cdot \Delta t^2}{T_a} \cdot \frac{\Delta P_0}{2} + \frac{\omega \cdot \Delta t^2}{T_a} \cdot \Delta P_1. \quad (17.34)$$

Observînd că primul termen din membrul al doilea este $\Delta\delta_1$ (ec. 17.29) și notînd raportul $\frac{\omega \cdot \Delta t^2}{T_a} = k$, creșterea unghiului δ în al doilea interval de timp Δt este:

$$\Delta\delta_2 = \Delta\delta_1 + k \cdot \Delta P_1, \quad (17.35)$$

iar unghiul δ în momentul respectiv

$$\delta_2 = \delta_1 + \Delta\delta_2. \quad (17.36)$$

Pentru valoarea calculată δ_2 a unghiului din figura 17.12 se determină o nouă valoare ΔP_2 a puterii de accelerare, cu care se calculează creșterea unghiului δ_3 în cel de-al treilea interval de timp cu o expresie similară cu (17.35), adică:

$$\Delta\delta_3 = \Delta\delta_2 + k \cdot \Delta P_2, \quad (17.37)$$

iar unghiul la sfîrșitul intervalului al treilea:

$$\delta_3 = \delta_2 + \Delta\delta_3. \quad (17.38)$$

Fiecare interval de timp Δt constituie un pas și calculul poate continua pentru mai multe intervale, respectiv pași, iar creșterea unghiului și unghiul se determină cu expresii similare cu (17.37) și (17.38). Astfel, după intervalul de timp n se obțin:

$$\Delta\delta_n = \Delta\delta_{n-1} + k \cdot \Delta P_{n-1} \quad (17.39)$$

și:

$$\delta_n = \delta_{n-1} + \Delta\delta_n. \quad (17.40)$$

Analiza făcută se referă la situația de avarie deoarece puterile de accelerare s-au determinat între puncte situate pe dreapta puterii mecanice P_m, considerată constantă și puncte de pe curba de avarie *II*. Dacă se reprezintă într-o diagramă rezultatele calculelor trasîndu-se o curbă *1*: $\delta = f(t)$ (fig. 17.12 *b*), se constată că unghiul δ crește permanent și deci, stabilitatea nu este asigurată.

Pentru menținerea stabilității, așa cum s-a arătat mai sus, este necesar ca protecția să dea comandă și întreruptoarele să deconecteze după un anumit timp elementul avariat. O indicație în legătură cu deconectarea, adică cu trecerea punctului de funcționare de pe caracteristica de avarie *II* pe cea de după avarie *III* o dă, așa cum s-a arătat, egalitatea celor două arii: de accelerare și de frînare, determinată de valoarea critică a unghiului δ. Se remarcă și

cu această ocazie faptul că, dacă deconectarea elementului avariat se face cînd unghiul $\delta = \delta_{cr}$ sau la valori mai mici stabilitatea este asigurată, iar dacă deconectarea se face pentru valori ale unghiului $\delta > \delta_{cr}$ se pierde stabilitatea.

Analizînd prin metoda pas cu pas evoluția unghiului δ în timp pentru situația de avarie, se poate constata în ce măsură unghiul δ se apropie, după fiecare interval de timp Δt, de valoarea critică δ_{cr}.

Este necesar ca timpul de deconectare să corespundă sumei intervalelor Δt pentru care unghiul $\delta \leqslant \delta_{cr}$ astfel încît, dacă s-ar mai admite încă un pas, respectiv încă un interval Δt, unghiul de deconectare ar deveni mai mare decît δ_{cr} și deci s-ar pierde stabilitatea, deoarece aria de accelerare devine mai mare decît cea de frînare.

Luînd ca exemplu situația examinată anterior și reprezentată în figura 17.12, *a*, se constată că în caz de avarie unghiul δ crește de la valoarea δ_0, din momentul apariției defectului, la δ_1 după primul interval de timp Δt și la δ_2 după al doilea interval de timp Δt, iar după al treilea interval ajunge la valoarea δ_3.

Din figură se constată că $\delta_2 < \delta_{cr}$, iar $\delta_3 > \delta_{cr}$. Deci, pentru menținerea stabilității este necesar ca deconectarea elementului avariat să aibă loc după al doilea interval Δt (dacă $\Delta t = 0{,}1$ s, timpul de deconectare $t_{dec} = 2 \cdot 0{,}1 = 0{,}2$ s), întrucît dacă deconectarea se face după al treilea interval de timp ($t_{dec} = 3 \cdot 0{,}1 = 0{,}3$ s) se pierde stabilitatea.

Se consideră deci că deconectarea elementului avariat se face la $t_{dec} = 0{,}2$, cînd unghiul $\delta = \delta_2$. În momentul respectiv punctul de funcționare trece din a_2', de pe curba de avarie, în a_2'' pe curba de după avarie. În acest caz se constată că puterea de accelerare ΔP_2 dispare odată cu trecerea pe curba de după avarie *III* și se stabilește în același timp o putere $\Delta P_2'$ care fiind deasupra dreptei P_m, deci mai mare decît puterea mecanică la arborele turbinei, are un efect de frînare asupra grupului generator. Deci, în momentul deconectării (în cazul considerat $t_{dec} = 0{,}2$ s) asupra grupului acționează o putere de accelerare ΔP_2 înainte de deconectare și imediat după deconectare o putere de frînare $\Delta P_2'$.

Pentru a examina în continuare comportarea mașinii după deconectare, respectiv în intervalul al treilea Δt trebuie să se calculeze creșterea (variația) unghiului $\Delta\delta_3$ și apoi valoarea unghiului δ_3 după acest interval. Se precizează însă că aceste mărimi nu mai pot fi determinate cu expresiile (17.37) și (17.38), deoarece trebuie să se țină seamă nu numai de ΔP_2, ci și de $\Delta P_2'$ care are de fapt semnul minus, fiind putere de frînare și se folosesc expresiile:

$$\Delta\delta_3' = \Delta\delta_2 + \frac{\Delta P_2 - \Delta P_2'}{2} \cdot k; \tag{17.41}$$

$$\delta_3' = \delta_2 + \Delta\delta_3'. \tag{17.42}$$

Comparînd expresiile (17.37) și (17.41) se constată că $\Delta\delta_3 > \Delta\delta_3'$ și deci unghiul $\delta_3' < \delta_3$.

Pentru unghiul δ_3' se citește după diagrama puterii (fig. 17.12, *a*) puterea ΔP_3 de asemenea de frînare cu care, folosind expresia (17.39) și ținînd seama de semn, se determină $\Delta\delta_4'$:

$$\Delta\delta_4' = \Delta\delta_3' - k \cdot \Delta P_3 \tag{17.43}$$

și respectiv unghiul δ_4':

$$\delta_4' = \delta_3' + \Delta\delta_4'. \tag{17.44}$$

Variaţia unghiulară $\Delta\delta'$ continuă să mai aibă valori pozitive încă în cîteva intervale, dar din ce în ce mai reduse şi deci unghiul δ creşte din ce în ce mai puţin, pînă ce $\Delta\delta'$ devine negativ şi unghiul δ începe să scadă (fig. 17.12, *b* — curba *2*), ceea ce arată că stabilitatea este asigurată, deoarece unghiul scăzînd, punctul de funcţionare se deplasează spre *b* (punctul stabil), în care se stabileşte după cîteva oscilaţii amortizate.

Întrucît s-a menţionat că prin deconectarea la $t_{dec} = 0{,}2$ s stabilitatea generatorului se asigură la limită (v. fig. 17.12, *a*), în figura 17.12, *c* se redau încă două curbe $\delta = f(t)$, şi anume *3* şi *4*. Curba *3* reprezintă variaţia unghiului δ dacă deconectarea se face după trei intervale Δt, adică la $t_{dec} = 0{,}3$ s şi se constată că după o tendinţă de scădere, unghiul δ creşte în continuare şi deci, stabilitatea se pierde, iar curba *4* reprezintă variaţia unghiului δ în cazul cînd deconectarea se face la $t_{dec} = 0{,}1$ s şi se constată că stabilitatea este mai asigurată decît pentru deconectarea la $t_{dec} = 0{,}2$ s, oscilaţiile unghiului δ fiind mai mici.

După o astfel de examinare a stabilităţii dinamice se poate spune că pentru asigurarea acesteia este necesar ca defectul să fie eliminat în cel mult 0,2 s, urmînd ca tipul protecţiei şi al întreruptoarelor să fie alese ţinîndu-se seamă şi de această cerinţă a sistemului.

17.2.2. **Influenţa tipului scurtcircuitului asupra stabilităţii dinamice.** Examinarea se face comparativ cu scurtcircuitul trifazat, evidenţiind în ce măsură afectează stabilitatea dinamică şi celelalte tipuri de scurtcircuit, nesimetrice.

Astfel, dacă în punctul *k* (fig. 17.10, *a*) are loc un scurtcircuit bifazat cu punere la pămînt, schema echivalentă pentru studiul stabilităţii va fi cea din figura 15.22, *f*, adică cele trei reactanţe: directă, inversă şi homopolară sînt în paralel.

Se remarcă faptul că pentru reţeaua din figura 17.10, *a* această schemă echivalentă poate fi pusă sub forma redată în figura 17.13, *a*, adică schema

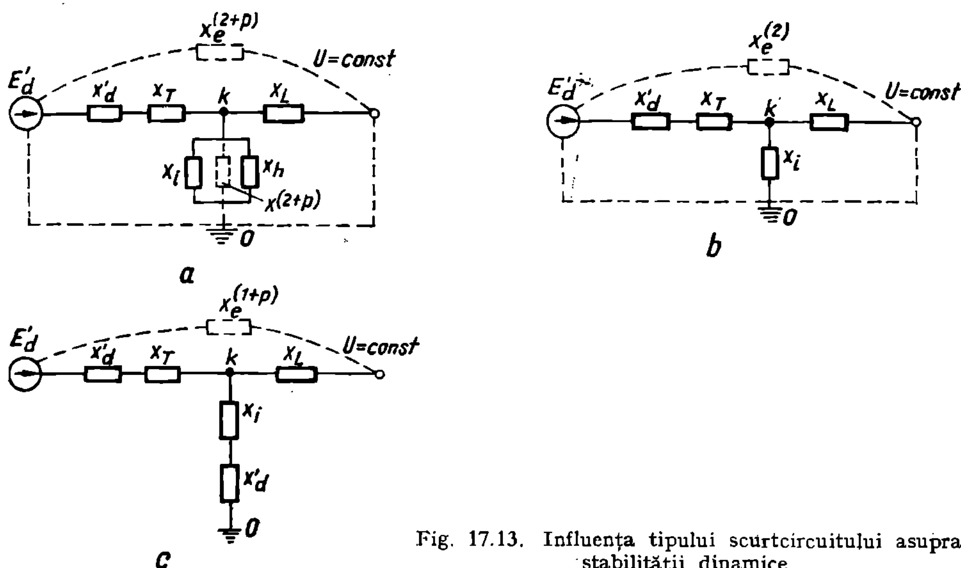


Fig. 17.13. Influenţa tipului scurtcircuitului asupra stabilităţii dinamice.

reactanţelor de succesiune directă este reprezentată prin toate elementele componente, iar la locul de defect k sînt racordate cele două reactanţe x_i şi x_h, în paralel, constituind aşa-numitul şunt al defectului şi care, în cazul scurtcircuitului bifazat cu punere la pămînt, se determină cu expresia:

$$x^{(2+p)} = \frac{x_i \cdot x_h}{x_i + x_h}. \quad (17.45)$$

În acest caz, ecuaţia caracteristicii de putere, ţinînd seamă de prezenţa şuntului $x^{(2+p)}$ are forma:

$$P_A^{(2+p)} = \frac{E_d \cdot U}{x_e^{(2+p)}} \sin \delta, \quad (17.46)$$

unde:

$$x_e^{(2+p)} = (x'_d + x_T) + x_L + \frac{(x'_d + x_T)\, x_L}{x^{(2+p)}}. \quad (17.47)$$

Dacă se presupune că în acelaşi punct k (fig. 17.10, *a*) apare un scurtcircuit bifazat, schema echivalentă redată în figura 15.22, *d*, este similară celei din figura 17.13, *b*. În acest caz, şuntul de avarie are valoarea:

$$x_i > x^{(2+p)} = \frac{x_i x_h}{x_i + x_h}, \quad (17.48)$$

iar reactanţa echivalentă pentru determinarea caracteristicii de putere în cazul unui scurtcircuit bifazat (fig. 17.13, *b*):

$$x_e^{(2)} = (x'_d + x_T) + x_L + \frac{(x'_d + x_T)\, x_i}{x_i}. \quad (17.49)$$

Expresia caracteristicii de putere are forma:

$$P_A^{(2)} = \frac{E'_d \cdot U}{x_e^{(2)}} \sin \delta. \quad (17.50)$$

În cazul unui scurtcircuit monofazat tot în punctul k schema echivalentă similară cu cea din figura 15.22, *b* este redată în figura 17.13, *c*. Şuntul de defect are valoarea:

$$x_i + x_h > x_i > x^{(2+p)}. \quad (17.51)$$

Caracteristica de putere se determină cu expresia:

$$P_A^{(1+p)} = \frac{E'_d \cdot U}{x_e^{(1+p)}} \sin \delta \quad (17.52)$$

unde numitorul (fig. 17.13, *c*):

$$x_e^{(1+p)} = (x'_d + x_T) + x_L + \frac{(x'_d + x_T) \cdot x_L}{x_i + x_L}. \quad (17.53)$$

Pentru a putea constata în ce măsură afectează fiecare din scurtcircuitele examinate mai sus stabilitatea dinamică în cazul unei centrale debitînd pe bare de putere infinită (fig. 17.10, *a*), se vor compara între ele caracteristicile de putere stabilite pentru fiecare tip de scurtcircuit în parte.

Astfel, dacă se reprezintă într-o diagramă (fig. 17.14) caracteristica de putere din regimul normal de funcţionare N şi punctul de funcţionare a corespunzător puterii electrice debitate $P_0 = P_m$ se pot trasa, pentru comparare, şi caracteristicile de putere pentru situaţia de avarie, corespunzătoare scurtcircuitelor examinate.

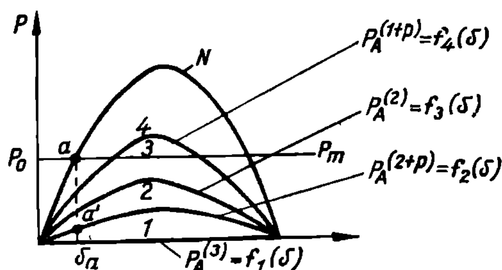


Fig. 17.14. Caracteristica $P = f(\delta)$ pentru diverse tipuri de scurtcircuite.

Pentru scurtcircuitul trifazat în punctul k, s-a arătat mai sus că are caracteristica de putere o dreaptă *1* ($P = 0$), adică axa $O\delta$, independent de valoarea unghiului δ. Puterea activă debitată fiind constant zero şi puterea mecanică P_m de asemenea constantă, rezultă că generatoarele se vor accelera, energia de accelerare fiind reprezentată de întreaga suprafaţă cuprinsă între dreapta P_m şi axa $O\delta$.

În cazul scurtcircuitului bifazat cu punere la pămînt în k (relaţia 17.46), caracteristica de putere *2* este o sinusoidă a cărei valoare maximă se obţine pentru $\sin \delta = 1$, adică $\delta = 90°$, ca şi pentru caracteristica din regimul normal. Sinusoida respectivă *2* este de asemenea situată sub dreapta puterii mecanice P_m, dar deasupra dreptei $O\delta$, corespunzătoare scurtcircuitului trifazat.

Rezultă deci, că la apariţia scurtcircuitului bifazat cu punere la pămînt, generatoarele mai debitează o putere activă P', dată de punctul de funcţionare, care coboară din a în a'. Şi în acest caz generatoarele se accelerează, dar curba *2* fiind deasupra dreptei *1* energia de accelerare, proporţională cu suprafaţa dintre dreapta P_m şi sinusoida *2* este mai mică decît în cazul scurtcircuitului trifazat. În consecinţă, accelerarea rotoarelor generatoarelor va fi mai mică, unghiul δ va creşte mai încet şi sînt condiţii mai bune de asigurare a stabilităţii dinamice.

Trecînd la scurtcircuitul bifazat se constată, conform relaţiei (17.50), că are caracteristica de putere tot o sinusoidă *3*, a cărei valoare maximă este mai mare decît în cazul scurtcircuitului bifazat cu punere la pămînt, întrucît $x_e^{(2)} > x_e^{(2+p)}$ (relaţiile (17.49) şi (17.47)). În acest caz aria de accelerare, între dreapta P_m şi sinusoida *3* se micşorează şi mai mult şi deci, unghiul δ creşte mai încet decît la scurtcircuitul bifazat cu punere la pămînt; deci, condiţii mai uşoare de menţinere a stabilităţii.

Cea mai uşoară situaţie apare în cazul scurtcircuitului monofazat în k, pentru care sinusoida *4* (relaţia 17.52) are valoarea maximă cea mai mare, deoarece numitorul $x_e^{(1+p)}$ are valoarea cea mai mică (a se compara relaţia (17.47) cu relaţiile (17.49) şi (17.53)). Este posibil ca, în anumite situaţii, această caracteristică să determine nu numai aria de accelerare, ci şi o arie de frînare (deasupra dreptei P_m) ceea ce conduce la o îmbunătăţire suplimentară a condiţiilor de asigurare a stabilităţii. Se poate spune deci, că în cazul cînd în acelaşi punct al reţelei se consideră că apar succesiv diferite tipuri de scurtcircuit, pentru asigurarea stabilităţii dinamice, cele mai grele condiţii le creează scurtcircuitul trifazat, apoi cel bifazat cu punere la pămînt, urmat de cel bifazat şi cele mai uşoare corespund scurtcircuitului monofazat.

17.2.3. **Îmbunătăţirea condiţiilor de asigurare a stabilităţii dinamice.** Pentru îmbunătăţirea stabilităţii dinamice a unui sistem energetic este necesar, în multe cazuri, să se ia o serie de măsuri. Printre acestea cea mai eficace se poate considera reducerea duratei scurtcircuitului, adică deconectarea elementului avariat într-un timp cît mai scurt posibil.

Aceasta înseamnă o protecţie prin relee cît mai rapidă şi întreruptoare cu timpi de lucru foarte scurţi. În acest fel se poate reduce cît mai mult aria de accelerare (fig. 17.11, *e*), deoarece unghiul de deconectare are valori mici şi, în acest caz, aria de frînare necesară pentru a o echivala este mai mică şi deci stabilitatea poate fi mai uşor menţinută.

O altă măsură care, de asemenea, se aplică în mare măsură şi la noi o constituie *reanclanşarea automată rapidă* monofazată sau trifazată (RARM sau RART) şi care, în principiu, constă în următoarele etape (fig. 17.10, *a*):

— apariţia scurtcircuitului monofazat sau polifazat în punctul *k*;

— deconectarea simultană de la ambele capete numai a fazei defecte de către polii de pe faza respectivă a întreruptoarelor *I* şi I_1, în cazul scurtcircuitului monofazat; sau deconectarea simultană a întregului circuit (trifazat) de aceleaşi întreruptoare, în cazul scurtcircuitului polifazat;

— se menţin elementele respective deconectate un anumit timp, în general sub o secundă, pentru a permite arcului care apare la locul defectului să se stingă; acest timp se numeşte pauză de RAR;

— după această pauză se reanclanşează cu ajutorul aceloraşi întreruptoare *I* şi I_1 elementele deconectate (o fază la RARM sau cele trei faze la RART), trecîndu-se astfel la situaţia de funcţionare normală (înainte de apariţia scurtcircuitului).

Dacă arcul s-a stins, linia rămîne în funcţiune, iar dacă pauza de RAR a fost prea scurtă şi arcul nu s-a stins, înseamnă că defectul nu a dispărut şi cele două întreruptoare deconectează definitiv circuitul cu defect. Această situaţie constituie o reanclanşare nereuşită.

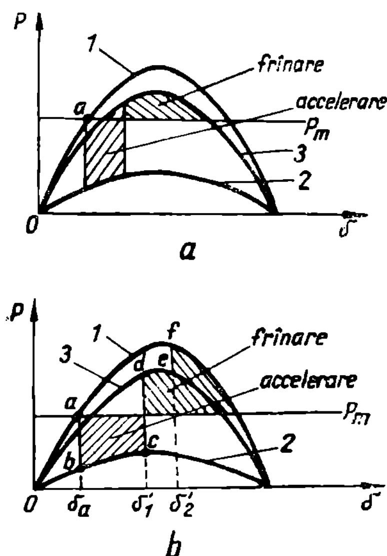


Fig. 17.15. Influenţa RAR asupra stabilităţii dinamice.

Pentru a examina efectul acestei măsuri asupra stabilităţii dinamice se consideră, de exemplu, că în punctul *k* (fig. 17.10, *a*) apare un scurtcircuit bifazat, pentru care nu se foloseşte RAR. În acest caz apar cele trei caracteristici de putere normală *1*, de avarie *2* şi de după avarie *3* (fig. 17.15, *a*). Pentru asigurarea stabilităţii (aria de accelerare = aria de frînare) este necesar să se deconecteze circuitul defect la un unghi δ_1.

Dacă se aplică RART, apar de asemenea cele trei caracteristici de putere, dar fenomenul se desfăşoară astfel (fig. 17.15, *b*): la apariţia defectului punctul de funcţionare trece în *b* pe curba de avarie la acelaşi δ_a. Apoi rotoarele se accelerează şi deconectarea circuitului avariat se face pentru unghiul δ_1', punctul de funcţionare trecînd din *c* în *d* pe curba de după avarie.

Unghiul continuă să crească în timpul pauzei de RAR (cît circuitul pe care a apărut defectul este deconectat) şi, după aceasta, la o valoare a unghiului δ_2', se reanclanşează circuitul deconectat. Punctul de funcţionare trece din *e*, de pe curba de după avarie, în *f* pe curba de funcţionare normală. Din figura 17.15, *b* se constată că reanclanşînd circuitul după pauza RART, cînd se presupune că arcul s-a stins, deci defectul a dispărut, se măreşte aria de frînare. Deci, în acest caz, se poate admite o arie de accelerare mai mare decît în cazul cînd nu se foloseşte RART şi cînd aria de frînare fiind limitată numai de curba de după avarie este mai mică. Din cele două figuri 17.15, *a* şi *b* se constată că valoarea unghiului de deconectare pentru care se asigură stabilitatea este mai mare (δ_1') cînd se foloseşte RART, decît în cazul cînd nu se foloseşte (δ_1). Consecinţa este că timpul de deconectare poate fi mai lung atunci cînd se foloseşte RART, faţă de cazul cînd nu se foloseşte Aceasta conduce la condiţii mai uşoare pentru protecţie, care poate să acţioneze la timpi mai lungi, fără ca stabilitatea să fie afectată.

În afara măsurilor prezentate se mai pot aplica şi altele ca, de exemplu forţarea excitaţiei generatoarelor, care conduc de asemenea la îmbunătăţirea condiţiilor de menţinere a stabilităţii dinamice.

BIBLIOGRAFIE

1. M a u d u i t, A. *Installations électriques à haute et basse tension. Production, transport et distribution de l'énergie électrique*, DUNOD – Paris, 1950.
2. Z a l e s k i, A.M. *Transportul energiei electrice*, traducere din limba rusă, Editura tehnică, Bucureşti, 1951.
3. M e l n i k o v, N.A. *Calculul regimurilor de funcţionare a reţelelor sistemelor electrice*, traducere din limba rusă, Editura energetică de stat, Bucureşti, 1952.
4. R i a b k o v, A.I. *Reţele electrice*, traducere din limba rusă, Editura tehnică, Bucureşti, 1952.
5. J d a n o v, P.S. *Stabilitatea sistemelor electrice*, traducere din limba rusă, Editura energetică de stat, Bucureşti, 1952.
6. V e n i k o v, V.A. şi J u c o v, L.A. *Procesele tranzitorii în sistemele electrice*, traducere din limba rusă, Editura energetică de stat, Bucureşti, 1952.
7. P i o t r o v s c h i, L.M. *Maşini electrice*, traducere din limba rusă, Editura energetică de stat, Bucureşti, 1953.
8. G l a z u n o v, A.A. *Elektriceskie seti i sistemî*, Gosenergoizdat, Moscova, 1954.
9. M a r k o v i c i, I.M. şi S o v o l o v, S.D. *Eksperimentalnoe issledovanie resinhronizaţii*, Elektricestvo, 1955, nr. 4.
10. C a r p e n t i e r, H. *Étude mécanique et construction des lignes aériennes*, Eyrolles, Paris, 1955.
11. M o r t l o c k, R.J. şi S w i t c h g e a r, A.C. *A survey of requirements*, vol. 1, Chapman et Hall Ltd, Londra, 1956.
12. A n t o n i u, I.S. *Electrotehnica – chestiuni speciale*, Editura Academiei R.P.R., Bucureşti, 1958.
13. H e n r i e t, P. *Fonctionnement et protection des réseaux de transport d'électricité*, Gauthiers-Villars, Paris, 1958.
14. R ü d e n b e r g, R. *Fenomene tranzitorii în sistemele electroenergetice*, traducere din limba engleză, Editura tehnică, Bucureşti, 1959.
15. M a r k o v i c i, J.M. *Sisteme energetice. Regimuri de funcţionare*, traducere din limba rusă, Editura tehnică, Bucureşti, 1960.
16. R i e g e r, N. *Der Freileitungsbau*, Springer-Verlag, Berlin, 1960.
17. B o ţ a n, V.N. ş.a. *Reţele electrice. Calculul electric.* Editura tehnică, Bucureşti, 1961.
18. G a u s s e n s, P. şi P a r d i g o n J. *Méthodes modernes d'études technico-économiques des réseaux*. CIGRÉ, 1962, Rapp. 326.
19. P o t o l e a, E. *Centrale şi reţele electrice*. Editura didactică şi pedagogică, Bucureşti, 1962.
20. B e r c o v i c i, M. şi A r i e, A. *Reţele electrice – calculul mecanic*, Editura tehnică, Bucureşti, 1963.
21. E r m i l o v, A.A. *Osnovî elektrosnabjenia promîşlennîh predpriiatii*, Gosenergoizdat, Moscova–Leningrad, 1963.
22. A i z e n b e r g, B.L. ş.a. *Reţele electrice urbane*, traducere din limba rusă, Editura tehnică, Bucureşti, 1963.
23. * * * *Spravoşnih po elektroustanovkam promîşlennîh predpriiatii*, sub redacţia: Bolşama, M., Graceva, A.V. şi Samovera, L.M., Gosenergoizdat, Moscova–Leningrad, 1963.

24. Teodorov, A.A. *Alimentarea cu energie electrică a întreprinderilor industriale*, Editura tehnică, București, 1965.
25. Denzel, P. *Grundlagen der Übertragung elektrischer Energie*, Springer Varlag, Heidelberg, New-York, Berlin, 1966.
26. Feldman, V. și Văleanu, U. *Utilizarea rațională a energiei electrice*, Editura tehnică, București, 1966.
27. Edelman, H. *Calculul ele:tric al rețelelor interconectate* traducere din limba germană, Editura tehnică, București, 1966.
28. Bădulescu, N. *Linii și stații electrice* — Îndrumător, Editura tehnică, București, 1967.
29. Potolea, E. *Calculul regimului permanent al sistemelor electrice*, Editura tehnică, București, 1967.
30. Ulianov, S.A. *Regimuri tranzitorii ale sistemelor electrice*, traducere din limba rusă, Editura tehnică, București, 1967.
31. Cruceru, C. ș.a. *Conducte electrice*, Editura tehnică, București, 1968.
32. Baciu, A și Laszlo, T. *Exploatarea și repararea rețelelor electrice*, Editura tehnică, București, 1969.
33. Melnikov, A.N. *Elektriceskie seti i sistemî*, Moscova, Energhie, 1969.
34. Hoore, R.A. *Metode moderne de calcul și proiectare a sistemelor electrice*, traducere din limba engleză, Editura tehnică, București, 1970.
35. Gheorghiu, I.S. și Fransua, A. *Tratat de mașini electrice, Transformatorul*, Editura Academiei R.S.R., București, 1970.
36. * * * *Instrucțiuni pentru calculul cheltuielilor totale minime actualizate pe perioada exploatării, la lucrările de rețele electrice*, M.E.E., București, 1970.
37. Rokotiana, S.S. și Sapiro, M.I. *Sprovoșnik po proektirovaniîu elektriceskih sistem*, Moscova, Energhia, 1971.
38. * * * *Memoratorul inginerului electrician*, Siemens, traducere din limba germană, Editura tehnică, București, 1971.
39. Gheorghiu, N. *Aparate și rețele electrice*, Editura didactică și pedagogică, București, 1971.
40. Dimo, P. ș.a. *Calculul și proiectarea sistemelor electroenergetice*, Editura tehnică, București, 1971.
41. Gheorghiu, I.S. și Fransua, A. *Tratat de mașini electrice, Mașina sincronă*, Editura Academiei R.S.R., București, 1971.
42. Moraru, A. *Mașini electrice*, Litografiat: Institutul politehnic București, 1972.
43. * * * *Normativ pentru construcția liniilor electrice cu tensiuni peste 1000 V*, Oficiul de documentare energetică al M.E.E., București, 1972.
44. Clarke, E. *Analiza circuitelor sistemelor electroenergetice*, traducere din limba engleză, Editura tehnică, București, 1973.
45. Bercovici, M. ș.a. *Rețele electrice — calculul electric*, Editura tehnică, București, 1974.
46. Antoniu, I.S. *Bazele electrotehnicii*, Editura didactică și pedagogică, București, 1974.

Plan ed. 5401. Apărut 1975 Bun de tipar 28 VII 1975.
Tiraj 3730 ex. Coli tipar 23,25



Tiparul executat sub comanda
nr. 1130 la
Intreprinderea Poligrafică
„13 Decembrie 1918"
str. Grigore Alexandrescu nr. 89—97,
Bucureşti,
Republica Socialistă România